

Proyecto Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio de Repotenciación de un Parque Eólico

Autor: Alfonso Márquez Fernández

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Jesús Riquelme Santos

Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio de Repotenciación de un Parque Eólico

Autor:

Alfonso Márquez Fernández

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Sustituto Interino

Jesús Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Grado: Estudio de Repotenciación de un Parque Eólico

Autor: Alfonso Márquez Fernández

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández
Jesús Riquelme Santos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

A mis profesores

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer todo lo conseguido hasta el momento y lo que vendrá por conseguir a mi madre, persona de gran fortaleza que no contenta con darme la vida, empleó todo el tiempo que pudo de la suya para asegurarse de que esta fuese lo mejor posible. También quiero agradecer a mi padre su esfuerzo, quien, a pesar de tener un tiempo más limitado, siempre podía encontrar un momento para ayudarme. Además, claro está, es de agradecer todos los valores que me inculcaron ambos, así como toda mi familia.

Igualmente debo dar las gracias a mi hermana por la ayuda que me ha dado y las cosas que me ha enseñado, aunque luego se lo cobre incordiándome.

Por supuesto quiero agradecer a todos mis amigos las cosas que aprendí de ellos, cosas que no se aprende en casa o en la escuela y son igualmente necesarias, aunque también cosas que se enseñan en la escuela y no te enteraste bien, además de agradecer los buenos momentos vividos, esos que alegraron entonces y siguen alegrando cuando los recuerdas.

Gracias también a todos mis maestros y profesores que han formado parte de mi vida, especialmente a aquellos que les gusta enseñar y se preocupan por el aprendizaje igual que del futuro de los alumnos.

No puedo olvidarme de mis tutores del TFG, sin ellos esto no sería posible. Gracias a Juan Manuel por sacar tiempo de debajo de las piedras y a Jesús por su trato agradable sin que nunca le falte una sonrisa.

Alfonso Márquez Fernández

Sevilla, 2018

El objeto de este proyecto es analizar la posible sustitución de aerogeneradores antiguos en un parque eólico determinado de España por otros más modernos.

Para ello, tras una breve introducción de carácter generalista sobre la energía eólica, se procederá al estudio con un programa de simulación que permite evaluar el recurso eólico y estimar la energía producida por un parque eólico llamado OPENWIND, software que permite diseñar, optimizar y evaluar un parque eólico. Primero se buscará información acerca de la zona a repotenciar, acto seguido se simulará el parque antiguo y el nuevo para su posterior comparación

La simulación de las turbinas modernas se hará con varios tipos que se compararán y se seleccionará uno para su posterior diseño de la infraestructura eléctrica. Finalizado este diseño se comparará si la inversión de estos aerogeneradores nuevos resulta o no más ventajosa que mantener el parque antiguo con un sencillo análisis económico basado en el VAN.

The purpose of this project is to analyze the possible replacement of old wind turbines in a specific park in Spain with more modern ones.

To do this, after a brief introduction to the general nature of wind energy, it will start with a data flow simulation program called OPENWIND, software that allows to design, optimize and evaluate a wind farm. First, information is sought on the area to be re-powered, then the old park and the new one will be simulated for later comparison.

The simulation of modern turbines is done with several types that are compared and selected for their subsequent design of the electrical infrastructure. Once this design is completed, it is compared with the investment of these new wind turbines results or no better than keep the park with a single economic analysis based on the VAN.

Agradecimientos	ixx
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xiii
1. Introducción	1
1.1. <i>Alcance del TFG</i>	1
1.2. <i>Estado del arte</i>	1
1.3. <i>Repotenciación. Ventajas e inconvenientes</i>	4
1.4. <i>Sitios potenciales para repotenciar</i>	4
2. Legislación	9
2.1. <i>Legislación a nivel estatal</i>	9
2.2. <i>Legislación a nivel de comunidad</i>	10
3. Análisis del recurso eólico	11
3.1. <i>Parque antiguo</i>	11
3.1.1. <i>Descripción del emplazamiento</i>	11
3.1.2. <i>OPENWIND</i>	12
3.1.2.1. <i>Capa turbinas</i>	12
3.1.2.2. <i>Capa elevación</i>	16
3.1.2.3. <i>Capa torre de medida</i>	18
3.1.2.4. <i>Capa poligonal de delimitación</i>	25
3.1.2.5. <i>Asociación de capas</i>	27
3.1.2.6. <i>Simulación y resultados</i>	29
3.2. <i>Parque nuevo</i>	34
3.2.1. <i>Selección de aerogeneradores modernos</i>	34
3.2.2. <i>OPENWIND</i>	37
3.2.2.1. <i>Simulación</i>	37
3.2.2.2. <i>comparación turbinas modernas</i>	40

4. Infraestructura eléctrica	47
4.1. <i>Diseño de la red de media tensión</i>	47
4.1.1. <i>Criterio térmico</i>	49
4.1.1.1. <i>Factor de temperatura del terreno</i>	50
4.1.1.2. <i>Factor de resistividad térmica</i>	51
4.1.1.3. <i>Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares</i>	52
4.1.1.4. <i>Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1 m</i>	53
4.1.2. <i>Criterio de caída de tensión</i>	56
4.1.3. <i>Criterio económico</i>	60
4.1.4. <i>Cableado final</i>	63
4.1.5. <i>Criterio de cortocircuito</i>	64
4.2. <i>Prediseño de la subestación</i>	66
4.2.1. <i>Celda de línea</i>	67
4.2.2. <i>Celda de servicios auxiliares</i>	68
4.2.3. <i>Celda de protección del transformador</i>	69
4.2.4. <i>Requisitos de distancia</i>	70
4.3. <i>Zona de alta tensión</i>	73
5. Análisis económico de repotenciación	75
5.1. <i>Presupuesto</i>	75
5.2. <i>Viabilidad del proyecto</i>	79
6. Conclusión	85
7. Anexos	87
7.1. <i>Anexo A: Distribución de Weibull</i>	87
7.2. <i>Anexo B: Estimación de precio del aerogenerador</i>	88
7.3. <i>Anexo C: Red eléctrica de España</i>	90
7.4. <i>Anexo D: Planos</i>	92
8. Bibliografía	97
Referencias	101
Glosario	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Potencia instalada	3
Tabla 2.	Clasificación de tipos de viento	34
Tabla 3.	Velocidad media a distintas alturas	35
Tabla 4.	Variación de la velocidad del viento con la altura	35
Tabla 5.	Precio de los aerogeneradores modernos seleccionados	36
Tabla 6.	Desglose aerogeneradores (Potencia mantenida)	38
Tabla 7.	Desglose aerogeneradores (Potencia aumentada)	39
Tabla 8.	Comparación de aerogeneradores (Potencia mantenida)	40
Tabla 9.	Comparación de aerogeneradores (Potencia aumentada)	41
Tabla 10.	Tensiones nominales normalizadas	47
Tabla 11.	Tensiones de aislamiento de los cables y accesorios	48
Tabla 12.	Cables aislados con aislamiento seco, temperatura máxima en °C	50
Tabla 13.	Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C	50
Tabla 14.	Factor corrector para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W	51
Tabla 15.	Resistividad del terreno	51
Tabla 16.	Factor corrector por distancia entre ternos o cables tripolares	52
Tabla 17.	Factor de corrección por profundidad	53
Tabla 18.	Localización subestación	56
Tabla 19.	Resistencia de los cables a frecuencia de 50 Hz (105°C)	58
Tabla 20.	Reactancia de los cables a la frecuencia de 50 Hz	59
Tabla 21.	Análisis económico del cableado	62
Tabla 22.	Densidad máxima de corriente para el conductor de aluminio	65
Tabla 23.	Distancia “d” de seguridad	70
Tabla 24.	Coefficientes de amortización lineal	79
Tabla 25.	Comparación económica de repotenciación	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	LCOE 2010-2016	1
Figura 2.	Generación anual	2
Figura 3.	Potencia instalada	2
Figura 4.	Capacidad eólica mundial total instalada	3
Figura 5.	Velocidad media anual a 80 m de altura	5
Figura 6.	Velocidad media anual a 80 m de altura mayor que 6 m/s	5
Figura 7.	Espacios naturales protegidos	6
Figura 8.	Emplazamiento, IDAE	6
Figura 9.	Parque eólico de Zas, Google Maps	7/11
Figura 10.	Mapa eólico de Galicia	7
Figura 11.	Analogía de la competitividad actual de la energía eólica sobre la solar	10
Figura 12.	Buscando coordenadas 1	12
Figura 13.	Buscando coordenadas 2	12
Figura 14.	Calculadora geodésica	13
Figura 15.	Plantilla de coordenadas	13
Figura 16.	Coordenadas turbinas 1	14
Figura 17.	Coordenadas turbinas 2	14
Figura 18.	Desa A300	15
Figura 19.	Earth Data	16
Figura 20.	Descarga datos	16
Figura 21.	Mensaje OPENWIND	17
Figura 22.	Mensaje OPENWIND 2	17
Figura 23.	Capa elevación	17
Figura 24.	Distribución de velocidades	18
Figura 25.	Conversión de coordenadas con Datun ED-50	19
Figura 26.	Programa Franson	20

Figura 27.	Distancia de error por uso de Datun distinto	20
Figura 28.	Toma de dato de rugosidad	21
Figura 29.	Excel 1	22
Figura 30.	Excel 2	23
Figura 31.	Matriz formato texto	23
Figura 32.	Archivo de torres de medidas	24
Figura 33.	Zas, OPENWIND 1	24
Figura 34.	Creando polígono	25
Figura 35.	Creando polígono 1	25
Figura 36.	Creando polígono 2	26
Figura 37.	Creando polígono 3	26
Figura 38.	Creando polígono 4	26
Figura 39.	Creando polígono 5	26
Figura 40.	Resultado de todas las capas creadas hasta ahora	26
Figura 41.	Asociación de capas	27
Figura 42.	Segunda acción	27
Figura 43.	Tercera acción	28
Figura 44.	Creando mapa de viento	29
Figura 45.	Resultado cálculo mapa de viento	30
Figura 46.	Resultados producidos por OPENWIND del parque antiguo	31
Figura 47.	Resultado, resumen	32
Figura 48.	Molinos	33
Figura 49.	Altura base	33
Figura 50.	Altura de la base correcta	33
Figura 51.	Zas (una sola rosa de los vientos)	34
Figura 52.	Resultado parque antiguo	34
Figura 53.	Capas	38
Figura 54.	Relación poligonal-turbina 1	38
Figura 55.	Relación poligonal-turbina 2	38
Figura 56.	Distribución de Weibull de la rosa de los vientos 1	40

Figura 57.	Precio medio de la electricidad en España	41
Figura 58.	Parque repotenciado a 32,5 MW	43
Figura 59.	Cabaña zona superior	43
Figura 60.	Modificación	44
Figura 61.	Resultado repotenciación con la modificación del límite superior	44
Figura 62.	Parque repotenciado modificado	45
Figura 63.	Temperatura ambiental mínima, máxima y media de Zas	50
Figura 64.	Distancia entre cables	52
Figura 65.	Intensidad máxima admisible	53
Figura 66.	Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 1	54
Figura 67.	Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 2	55
Figura 68.	Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 3	55
Figura 69.	Conexión aerogeneradores	57
Figura 70.	Parque con subestación	57
Figura 71.	Esquema de conexión	58
Figura 72.	Caída de tensión	59
Figura 73.	Criterio económico 1	61
Figura 74.	Criterio económico 2	61
Figura 75.	Cálculo del VAN de los cables según secciones	62
Figura 76.	Precio cable de distribución	63
Figura 77.	Esquema simplificado del cortocircuito 1	64
Figura 78.	Esquema simplificado del cortocircuito 2	65
Figura 79.	Características técnicas de la celda de línea	67
Figura 80.	Características técnicas de la celda de servicios auxiliares	68
Figura 81.	Características técnicas de la celda de protección del transformador	69
Figura 82.	Dimensiones celda de línea	70
Figura 83.	Dimensiones celda de servicios auxiliares	70
Figura 84.	Dimensiones celda de protección del transformador	71
Figura 85.	Distancias de salvaguardia para celdas de líneas y de servicios auxiliares	71
Figura 86.	Dimensiones máximas del foso	72

Figura 87.	Distancias de salvaguardia de la celda de protección del transformador	72
Figura 88.	Coste zanja	75
Figura 89.	Cype online (inicio)	76
Figura 90.	Cype (Menú precios desglosados)	76
Figura 91.	Distribución coste del parque eólico	78
Figura 92.	Oferta de segunda mano	78
Figura 93.	VAN en función de la tasa de descuento	82
Figura 94.	PayBack en función de la tasa de descuento	82

\cos	Coseno
v	Velocidad del viento
ρ	Densidad del aire
$f()$	Función de densidad
u	Velocidad
K	Factor de forma
C	Factor de escala
H_{eq}	Horas equivalentes
F_c	Factor de capacidad
Z	Altura
Z_{ref}	Altura de referencia
$V(z)$	Velocidad del viento a la altura z
$V(Z_{ref})$	Velocidad del viento a la altura de referencia Z_{ref}
P	Potencia
π	Número pi
D	Diámetro
€	Euro
n	Número del sumatorio
I_n	Intensidad nominal
P_n	Potencia nominal
φ	Φ (Desfase entre tensión e intensidad)
$\cos \varphi$	Factor de potencia
V_n	Tensión nominal
ΔV	Caída de tensión
d	Separación de ternos o cables unipolares
X	Coordenada x
Y	Coordenada Y
L	Longitud del tramo de cable
I	Intensidad del cable
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno
$PAY-BACK$	Periodo de recuperación de la inversión
K	Coste capital
m	Metro
s	Segundo
h	Hora
W	Vatio
V	Voltio

A	Amperio
Wh	Vatio hora
Ope	Operación
&	y
Man	Mantenimiento
ED-50	European Datun 1950
WGS 84	World Geodetic System 1984
UTM	Unified Threat Management
SE	Subestación
Tramo 2-10	Cableado entre el aerogenerador 2 y el 10
Tramo 10-3	Cableado entre el aerogenerador 10 y el 3
Tramo 3-5	Cableado entre el aerogenerador 3 y el 5
Tramo 5-4	Cableado entre el aerogenerador 5 y el 4
Tramo 4-1	Cableado entre el aerogenerador 4 y el 1
Tramo 1-SE	Cableado entre el aerogenerador 1 y la subestación
Tramo 9-8	Cableado entre el aerogenerador 9 y el 8
Tramo 8-7	Cableado entre el aerogenerador 8 y el 7
Tramo 7-6	Cableado entre el aerogenerador 7 y el 6
Tramo 6-SE	Cableado entre el aerogenerador 6 y la subestación
S	Sección
I_{ef}	Intensidad eficaz
Deq	Tasa de descuento
Cl	Coste de la línea
CEP	Coste energía perdida
EP	Energía perdida
t_i	Tiempo parcial asociado a un estado de funcionamiento
mm^2	Milímetros cuadrados
HEPR	Etileno Propileno de alto módulo
EPR	Etileno Propileno
XLPE	Polietileno Reticulado
REE	Red Eléctrica Española

1 INTRODUCCIÓN

La idea del estudio es analizar la viabilidad de repotenciar un parque eólico que cuenta con aerogeneradores antiguos. Al reemplazar estos equipos viejos por molinos eólicos modernos existe la posibilidad de que el aumento de generación compense la alta inversión inicial que supone la repotenciación, pero también puede ser que ese aumento de generación sea insuficiente para invertir o bien porque ese beneficio asociado al aumento de generación es menor que el coste de repotenciación, o bien porque es ligeramente mayor y no merece la pena destinar ese dinero a ese fin concreto sino a otro.

1.1 Alcance del TFG

El alcance del proyecto incluye búsqueda de información de recurso eólico, elevación del terreno, posición de turbinas eólicas del parque antiguo y demás para su posterior tratamiento en OPENWIND, donde se simulará. Además, se realizará el diseño de la infraestructura eléctrica con los aerogeneradores modernos para concluir finalmente con la realización del estudio económico de la repotenciación.

No se profundizará mucho en impacto ambiental, obra civil e infraestructura eléctrica.

1.2 Estado del arte

La tecnología eólica es una de las formas de generación de energía más Madura, desarrollada y competitiva no solo entre las renovables, también entre las convencionales. Una forma adecuada de comprobar esto es mediante un gráfico del coste de generación de energía eléctrica que consiste en dividir gastos de inversión, operación y mantenimiento de la planta a lo largo de su vida útil entre la energía que produce en su vida útil. (Todo esto teniendo en cuenta la depreciación del dinero por periodos). De este modo, las tecnologías más competitivas tendrán un LCOE (coste de generación de energía eléctrica) más bajo.

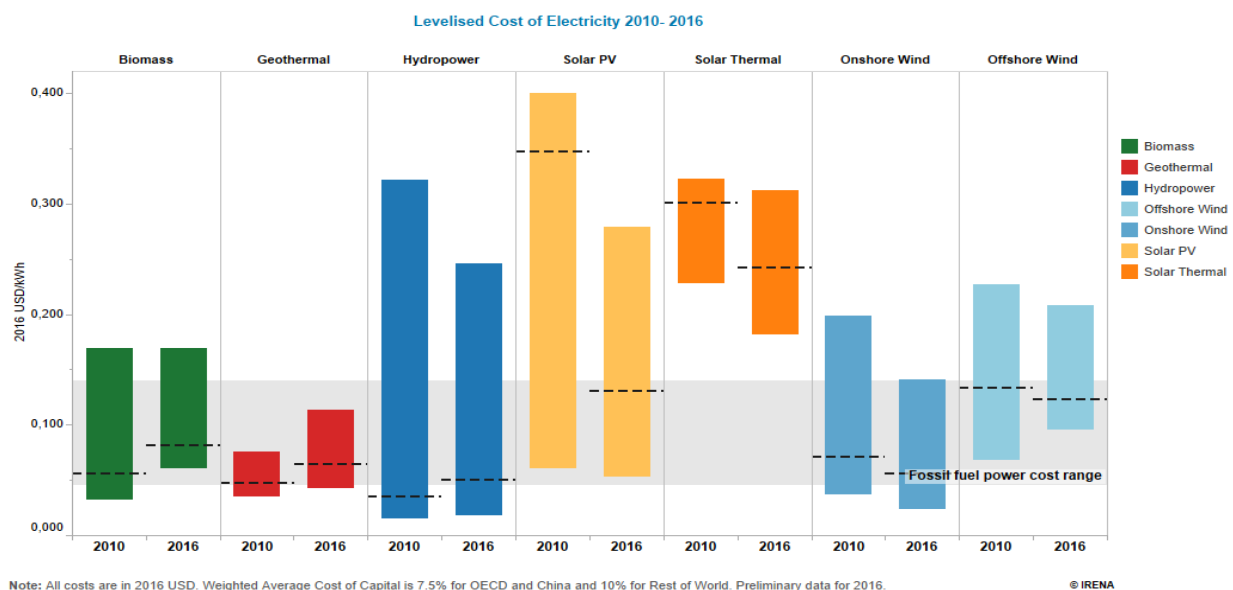


Figura 1: LCOE 2010-2016

En este gráfico obtenido de la página web de IRENA [1] se puede observar como la generación eólica, en especial la Onshore o terrestre, presenta un LCOE muy bajo con una notable mejora de 2010 a 2016.

En análisis a la evolución en España, se puede descargar en la página de la Red Eléctrica Española [2] unos Excel de tablas de datos con los que sacar gráficas para poder visualizarlo mejor. En la figura 2 se observa como la eólica se ha duplicado prácticamente con fluctuaciones debidas al hecho de que un año, haya más o menos viento que otro. La solar térmica y fotovoltaica ha pasado de no estar apenas a aparecer de forma apreciable mientras que fuentes fósiles como el carbón y los ciclos combinados han ido menguando, aunque en el caso del carbón ha vuelto a aumentar algo.

En la figura 3, que muestra la potencia instalada, sin embargo, todo es más o menos constante a excepción de las renovables con el aumento principalmente de la eólica a costa del fuel, gas y ligeramente del carbón. He de destacar que esto es para producir electricidad y el consumo fósil sigue siendo igualmente alto por la industria y los automóviles.

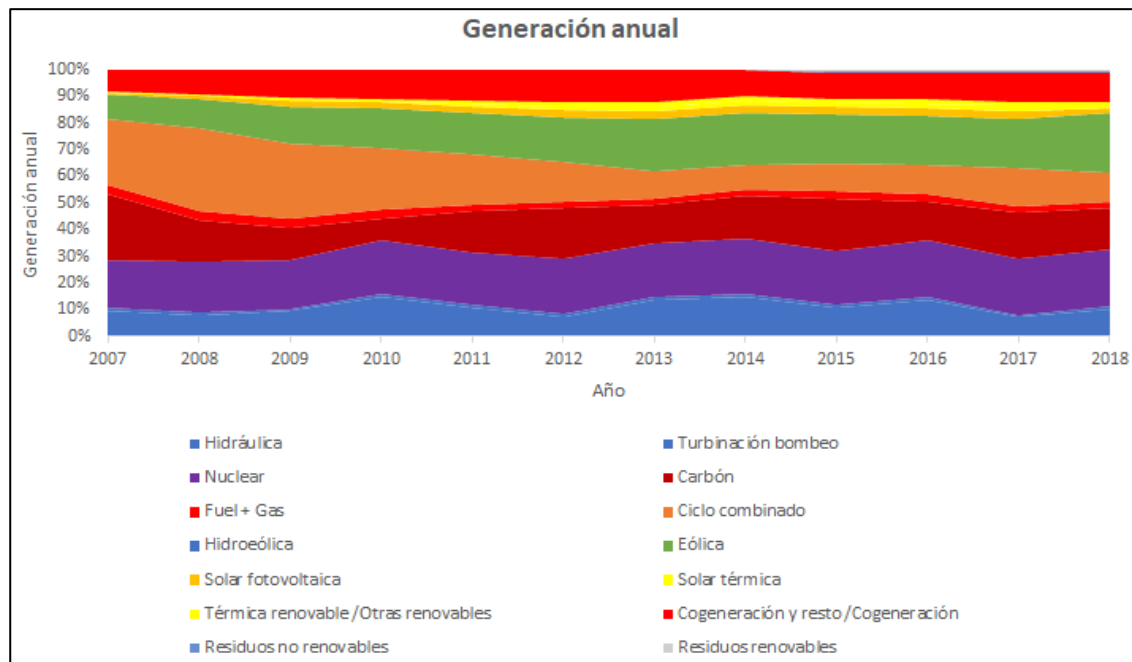


Figura 2: Generación anual

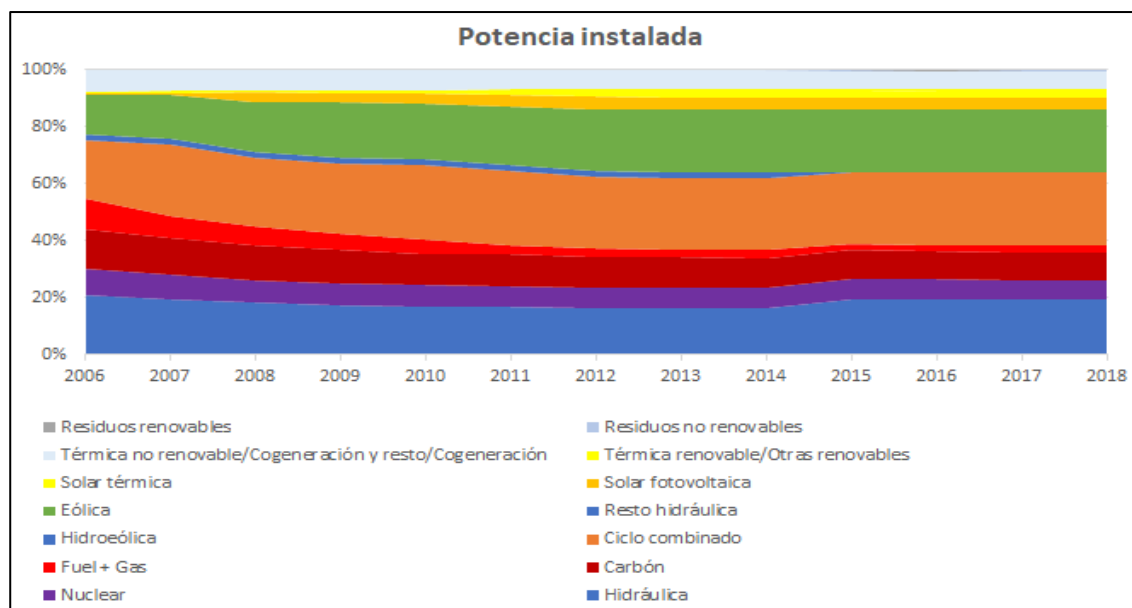


Figura 3: Potencia instalada

Concretando en la energía eólica, en la figura 4 se aprecia el gran crecimiento exponencial que ha experimentado en las dos últimas décadas en lo que se refiere a potencia instalada.

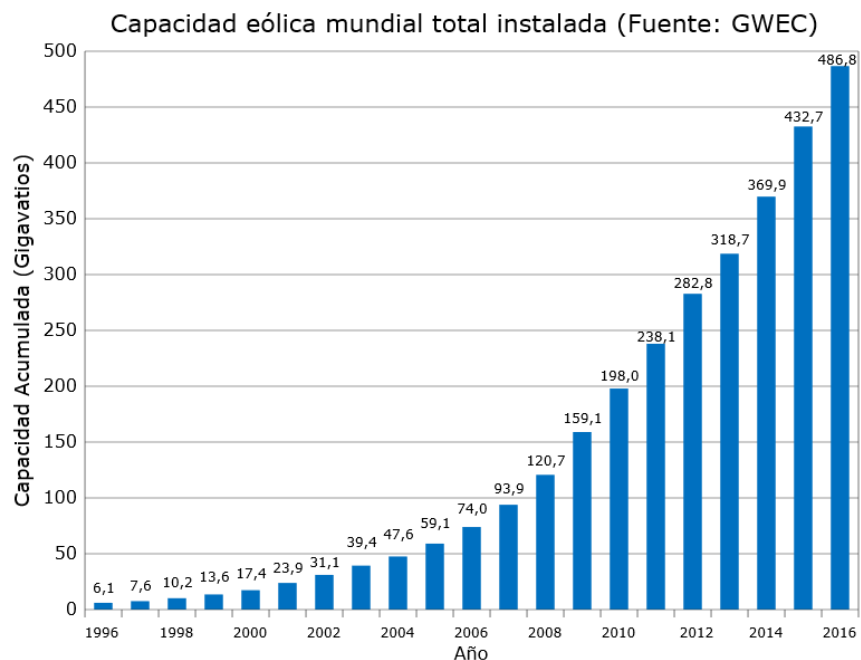


Figura 4: Capacidad eólica mundial total instalada

Por último, en esta tabla sacada de Wikipedia [3] se muestra para el año 2016 la potencia eólica instalada en cada comunidad autónoma.

Potencia instalada (MW)		
Comunidad autónoma	2016	MW/100 km ²
Castilla y León	5.593	5,94
Castilla-La Mancha	3.807	4,79
Andalucía	3.338	3,83
Galicia	3.33	11,26
Aragón	1.893	3,97
Cataluña	1.269	3,95
Comunidad Valenciana	1.189	5,11
Navarra	1.004	9,66
Principado de Asturias	518	4,88
La Rioja	447	8,86
Región de Murcia	262	2,32
Canarias	182	2,44
País Vasco	153	2,12
Cantabria	38	0,71
Islas Baleares	4	0,08
Total en España (MW)	23.026	

Tabla 1: Potencia instalada

Hay que destacar que las primeras comunidades autónomas tienen una extensión de terreno bastante mayor que las otras. De todas formas Galicia durante un determinado periodo de tiempo ostentaba la primera posición por sus excelentes condiciones de viento, pero tras ocupar casi todo el espacio con las condiciones más favorables al paso de los años y mejoras de las máquinas se ha encontrado con dificultades para sustituir esas máquinas antiguas que ocupan esos emplazamientos con condiciones de vientos tan favorables por otros modernos, cosa que lastra a Galicia hasta la cuarta posición con una energía que no deja de ser envidiables para las comunidades que le siguen a la cola.

Aunque en un futuro todas aumentarán, creo que Galicia dentro de poco será la que más aumente probablemente, pero esto es solo una opinión.

1.3 Repotenciación. Ventajas e inconvenientes

Al repotenciar un parque eólico el terreno ocupado no varía (en principio) drásticamente pero ese mismo terreno lo ocupa un menor número de aerogeneradores lo que reduce el impacto ambiental o por lo menos impacto visual, porque el impacto ambiental es realmente discutible. Por ejemplo, aunque hay menos aerogeneradores en el que las aves puedan impactar estos tienen mayor altura y barren un área mucho mayor. Por otro lado, en cuanto a ruido, los aerogeneradores modernos emiten una intensidad de ruido menor que los antiguos. Según la página web [4], aunque los aerogeneradores modernos con diámetros grandes tienden a girar a una velocidad más baja para reducir el ruido, el ruido se ha convertido ya en un problema tan secundario que ahora se tiende a ir aumentando esa velocidad para mejorar el rendimiento.

Fuera de estos breves comentarios sobre el impacto ambiental en los que ya se dijo que no se profundizaría está el aspecto energético. Los aerogeneradores modernos más grandes tienen mayor altura aprovechando vientos más intensos y constantes, por un lado, por otro almacenan más inercia que les permite responder mejor ante paradas momentáneas de viento respondiendo mejor a las ráfagas de viento y reduciendo los problemas de huecos de tensión. Aparte, claro está, de un mayor rendimiento del aerogenerador. Todo esto permite que a igualdad de potencia instalada haya más generación con estas nuevas máquinas por el aumento de las horas equivalentes.

1.4 Sitios potenciales para repotenciar

Para buscar sitios interesantes a repotenciar hay que tener en cuenta dos cosas fundamentales, una es que las máquinas tengan la mayor edad o vida útil consumida, dado que además de ser probablemente parques ya amortizados, la sustitución de estas máquinas por otras más modernas supone una diferencia más representativa evidentemente. La otra es que sea un emplazamiento con las mejores condiciones de viento posible donde un aumento del área y altura sea más simbólico en el aumento de generación, para explicar esto último mejor véase con esta ecuación.

$$P[W] = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3$$

Entre un sitio a una velocidad “v” determinada y con otro con el doble de velocidad “2v”, interesa más duplicar el área en el que tiene “2v” para maximizar la generación, siendo este dónde es más notable el aumento de área.

El aumento de altura también lleva consigo un incremento de velocidad, en un lugar que como base ya tiene una velocidad mayor tendrá mayor efecto el aumento de la velocidad, cambio que resulta significativo por estar la velocidad al cubo.

En la página de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) pueden descargarse unos mapas generales en formato pdf como primer análisis. Se pueden encontrar información a 30 m y 80 m de altura, a pesar de que el parque antiguo estará más cerca de los 30 m que de los 80 m seguramente, se observará los mapas a 80 m puesto que es más relevante para el aerogenerador moderno que incluso podría superarlo.

La figura 5 muestra el mapa eólico de España a 80 m de altura utilizando velocidad media, en él a simple vista destaca Galicia, Andalucía y las Islas Canarias. De estos lugares, los dos primeros citados están entre los que más potencia instalada tienen de España, aunque si bien es cierto, Canarias tiene menos territorio.

Para verlo con mayor seguridad, en la figura 6 se puede examinar mejor apareciendo en blanco todo lo que sea velocidad inferior a 6 m/s.



Figura 5: Velocidad media anual a 80 m de altura



Figura 6: Velocidad media anual a 80 m de altura mayor que 6 m/s

También hay que tener cuidado con que no sea una zona protegida aquella que parezca interesante, cosa que no obstante, se supone que cumple por seleccionar un emplazamiento con molinos eólicos ya instalados, pero no está de más mirar y asegurarse.



Figura 7: Espacios naturales protegidos

Ahora se procede en la página web [5] a buscar para España turbinas antiguas interesantes para sustituir. Yo he escogido la DesA300 que se encuentra instalada en Buenavista (Cádiz) con 26 aerogeneradores, Llanos de Juan Grande (Las Palmas) con 67 aerogeneradores, Tahivilla (Cádiz) con 100 aerogeneradores y finalmente Zas (La Coruña) con 80 aerogeneradores, todos ellos son sitios potenciales como ya se ha visto, algo que es lógico, son turbinas antiguas que se han instalado en sitios con muy buenas condiciones de viento de forma que a medida que salen al mercado nuevos modelos estos se colocan en otra zona que quede disponible con las mejores condiciones posibles pero que no es tan buena como las primeras zonas, hecho por el que las zonas más óptimas están ocupadas por equipos más viejos y son ideales para repotenciar. De estos cuatro lugares el único que dice la posición exacta y no aproximada del parque es el de Zas, posiblemente los otros ya se estén repotenciando, de modo que he escogido el parque eólico de Zas para realizar el estudio.

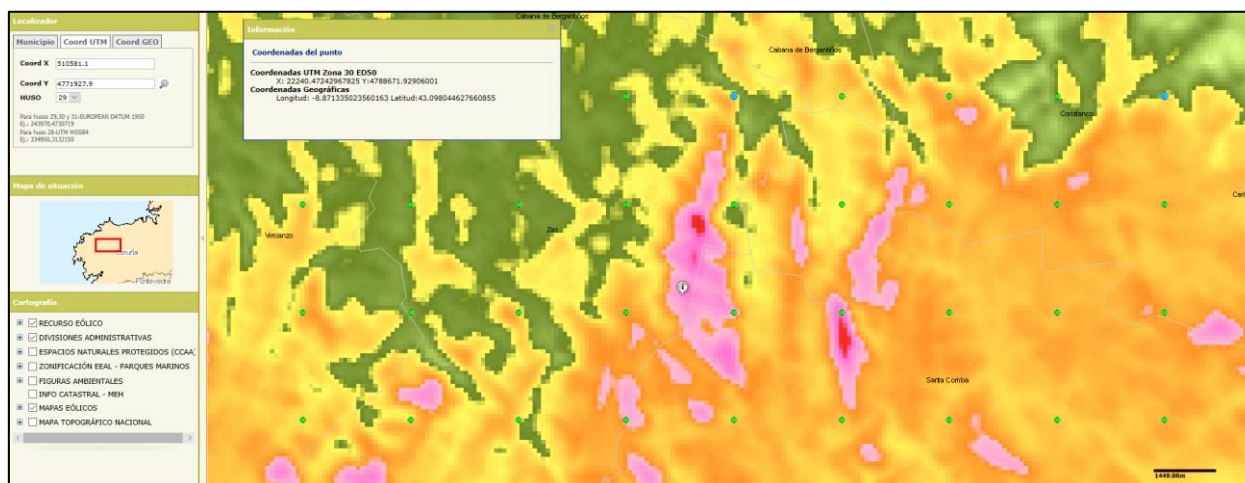


Figura 8: Emplazamiento, IDAE

La página web de Wind Power [6] muestra la localización del parque que permite localizar por Google Maps (figura 9) y en la página web de IDAE [7] (figura10).

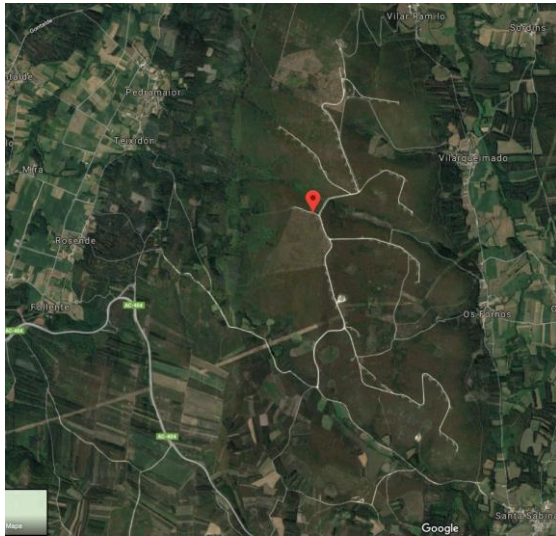
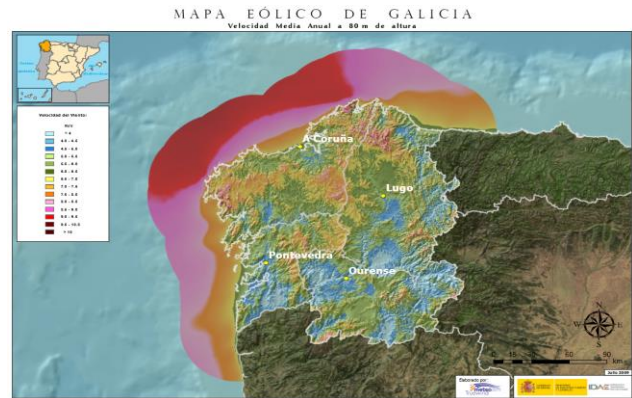


Figura 9: Parque eólico de Zas, Google Maps



2 LEGISLACIÓN

La cesión de construcción de las instalaciones generadoras se realiza mediante adjudicación por subasta regulada por los reales decretos, normativa que controla las condiciones de dicha subasta y que sostiene el marco legal al que se debe ajustar la instalación. El sector eólico es un sector regulado y la normativa es fundamental para su evolución.

2.1 Legislación a nivel estatal

El Real Decreto más reciente de aplicación es el **RD 650/2017 [8]** para una subasta de 3.000 MW que es aplicable a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables incluidas en el subgrupo b.1.1 y en el grupo b.2 del **RD 413/2014 [9]** que accediendo a él se comprueba que el primero se refiere a fotovoltaica y el segundo a eólica. (Se excluye las que suponga cierre o reducción de otras de igual tecnología y las que tenga equipo principal con uso previo). Para esta subasta se entiende que no se puede acoger la repotenciación. Este último RD habla de muchos aspectos generales que regulan la actividad de producción de energía eléctrica pero no especifica mucho sobre la repotenciación en sí. Si que menciona el **Decreto Ley 24/2013 [10]** que modifica al **RD 661/2007 [11]** sobre todo en aspectos financieros. Aunque ya es mencionado en el **RD 413/2014 [9]**, en el **Decreto Ley 24/2013 [10]** en el que se apoya entre otros también, afirma la entrada en vigor del **Real Decreto Ley 2/2012 [12]** por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración, renovables y residuos a fin de evitar nuevos costes al sistema eléctrico.

Ahora en el **RD 661/2007 [11]** en el artículo 4 (competencias administrativas) quiero destacar que la autorización pertinente de construcción, explotación, modificación... es competencia en principio de la comunidad autónoma, en caso de que esta no cuente con las competencias adecuadas o suficientes entre otras excepciones se ocupará el Estado. (He de destacar que si la instalación supera los 50 MW o se encuentra en el mar se encargará el Estado con previa consulta de la comunidad afectada).

Ahora si recalcar la disposición transitoria séptima para la repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001. Permite la modificación sustancial cuyo objeto es la sustitución de un aerogenerador antiguo por otro de mayor potencia en determinadas condiciones que en lo sucesivo se llamará repotenciación. Las instalaciones deben estar adscrito a un centro de control y contribuir a la continuidad de suministro frente a los huecos de tensión de acuerdo con los procedimientos de operación exigibles a las nuevas instalaciones. Las primas no es objeto de interés de este RD ya que como se ha dicho ha sufrido modificaciones. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. Esto último es especialmente importante para el desarrollo del estudio.

Otro RD que controla una subasta es el **RD 947/2015 [13]** para instalaciones de biomasa o híbridas acogidas a un determinado grupo y a instalaciones del grupo b.2.1 nuevas o de modificaciones sustanciales de existentes definidas en el **RD 413/2014 [9]** en el que se basa, donde el grupo b.2.1 es eólica terrestre como energía primaria.

La subasta es de 200 MW para energía residual y 500 MW para energías renovables no fósiles. Forestalia y Grupo Jorge se adjudican los 500 MW ofreciendo 100% de descuento, es decir, tendrán que hacer las instalaciones sin primas alguna, vendiendo la energía producida según el precio de mercado mayorista.

Para la subasta de 2017 que iba destinado a instalaciones nuevas, también en este caso la eólica se hizo con la totalidad de la cuota y la solar no consiguió nada [14].



Figura 11: Analogía de la competitividad actual de la energía eólica sobre la solar

2.2 Legislación a nivel de comunidad

La repotenciación implica la sustitución de aerogeneradores de escasa potencia, por ejemplo 300 KW por otros de elevada potencia, por ejemplo 3 MW, lo que quiere decir que, incluso aumentando la potencia del parque, este verá reducido notablemente el número de estos aerogeneradores.

Tal bajada del número de aerogeneradores supondría una reducción de ingresos tanto para propietarios de los terrenos como para las administraciones local y autonómicas, que perciben un canon en función del número de máquinas instaladas y no de la potencia instalada en el terreno.

De Galicia se puede encontrar el **Decreto 138/2010 [15]** que entró en vigor el 14/08/2010 pero está **derogado** desde el 26 de octubre de 2017. (De este he de recalcar que permite la repotenciación de parque en Red Natura, aunque debe aplicarse una reducción de al menos el 50% en número de aerogeneradores).

En su lugar no ha entrado otra, complementando a las anteriores barreras que son debidas al poco interés del gobierno por facilitar la repotenciación [16], [17]. Pero no profundizaré mucho en este aspecto político.

En este apartado de legislación no se han planteado todas las normas usadas, solo algunas para poder tener una base de la que partir. A medida que se vaya avanzando se irán nombrando y citando las demás normas necesarias para la elaboración del estudio (en especial el LAT [18] y el RAT [19]).

3 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Primero se tratará de estudiar el aprovechamiento eólico del parque ya existente que se denominará parque antiguo. Posteriormente se analizará y comparará con respecto al parque nuevo sobre el que se diseñará en base a criterios técnicos y económicos.

3.1 Parque antiguo

Primero se hará una breve descripción del emplazamiento, acto seguido se mostrará el procedimiento para simularlo.

3.1.1 Descripción del emplazamiento

Datos generales

- Nombre del parque eólico: Zas
- País: España
- Departamento / Zona: La Coruña (Galicia)
- Ciudad: Zas, Santa Comba
- 80 turbinas eólicas: DESA A300 (potencia 300 kW, diámetro 30 m)
- Potencia nominal total: 24 000 kW
- Operativo
- Parque eólico onshore
- Operador: Desarrollos Eólicos de Galicia SA
- Fuente: [20]

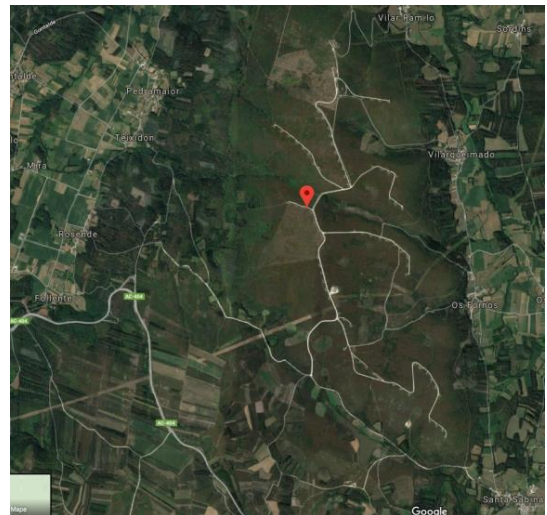


Figura 9: Parque eólico de Zas, Google Maps

Localización

- Latitud: 43° 6' 0"
- Longitud: -8° 52' 11.9"
- Sistema geodésico: WGS84

En la figura 9 se puede apreciar los molinos distribuidos a lo largo de las hileras de caminos que componen el parque.

3.1.2 OPENWIND

Tras esta breve descripción del emplazamiento se procederá al manejo en OPENWIND, herramienta clave para llevar a cabo este estudio.

3.1.2.1 Capa turbinas

Para llevar a cabo esta parte es necesario recopilar información acerca del aerogenerador a instalar, no solo del molino en sí, sino también la situación geográfica exacta de cada uno de ellos en el emplazamiento.

Primero en Google Maps se extrae la posición exacta de los aerogeneradores, para ello se acerca la visión y se presiona con el ratón haciendo clic izquierdo sobre su posición.

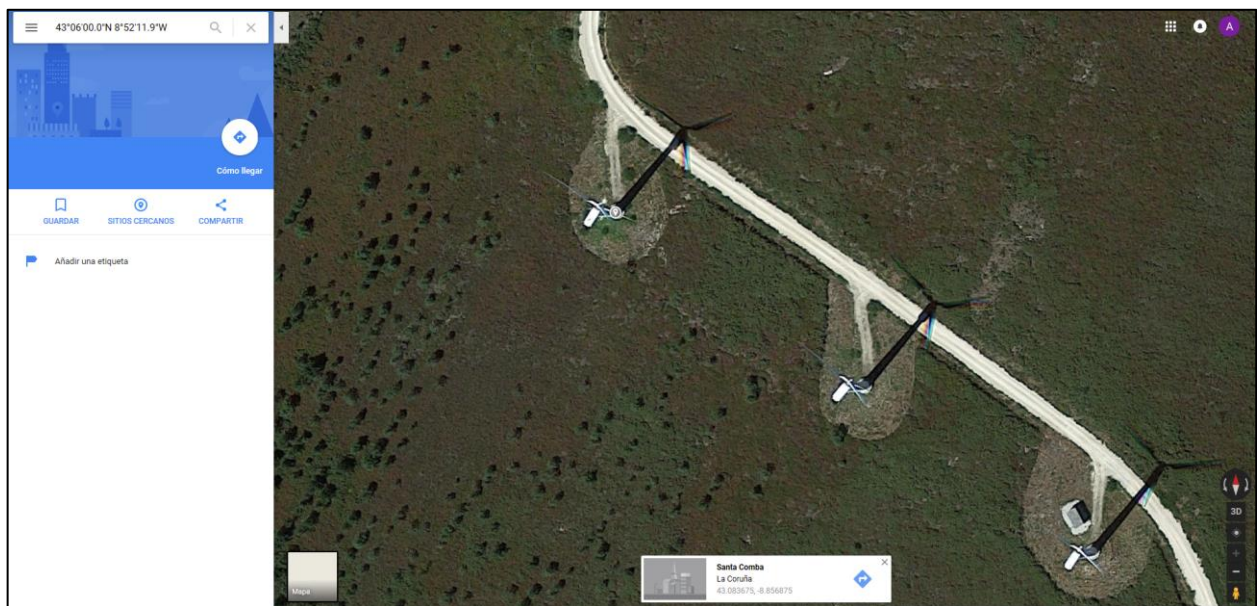


Figura 12: Buscando coordenadas 1

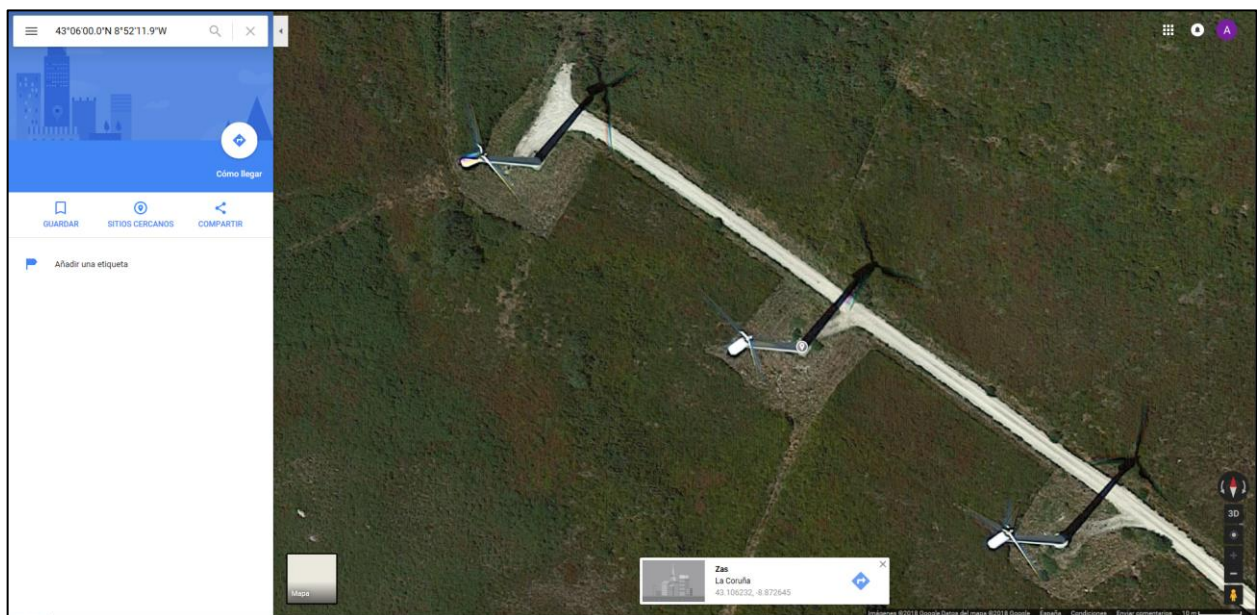


Figura 13: Buscando coordenadas 2

En la parte inferior de la pantalla, tras hacer clic se puede ver en coordenadas geográficas con Datum WGS 84, la coordenada del molino. De esta forma, se va guardando en Excel hasta obtener las coordenadas de los 80 molinos. Para introducirlo en OPENWIND se pasan de coordenadas geográficas a UTM mediante una plantilla Excel descargada de internet, aunque a modo de comprobación se sustituirá varias en la calculadora online de [21], la cual se se puede ver en la siguiente imagen.

Figura 14: Calculadora Geodésica

Con la plantilla descargada de la página [22], al introducir las coordenadas geográficas de los aerogeneradores queda así.

	A	B	C	D	E	I	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ
1			Molino	Long	Lat	Huso	E	N												
2	a	6378137.00	1	-8.867157	43.111056	29	510808.29	4773156.05		Solo se modifica lo que está de verde (si la longitud es Este se coloca -, si es Oeste +; si la latitud es Norte se coloca +, si es Sur -). Lo de rojo son constantes u operaciones. Si se tiene gran cantidad de datos, se debe mostrar las celdas ocultas colocar todos los datos, señalar las celdas desde F1 hasta X1 y arrastrar desde el cuadrado en la parte inferior derecha de la celda X1, hasta el dato final)										
3	b	6356752.31	2	-8.866877	43.110173	29	510831.23	4773058.02												
4	e	0.08181919	3	-8.865868	43.108989	29	510913.54	4772926.67												
5	e'	0.08209444	4	-8.864901	43.108902	29	510992.23	4772917.14												
6	e''	0.006739497	5	-8.863982	43.108796	29	511067.02	4772905.49												
7	c	6399593.63	6	-8.863042	43.108698	29	511143.52	4772894.73												
8	alf	0.00505462	7	-8.862119	43.108602	29	511218.64	4772884.19												
9	bet	4.2582E-05	8	-8.861180	43.108504	29	511295.06	4772873.43												
10	gam	1.6741E-07	9	-8.866618	43.109312	29	510852.46	4772962.44												
11			10	-8.869209	43.108322	29	510641.81	4772852.17												
12			11	-8.868704	43.107759	29	510683.00	4772789.71												
13			12	-8.868187	43.107207	29	510725.16	4772728.48												
14			13	-8.867635	43.106436	29	510770.21	4772642.93												
15			14	-8.867450	43.105835	29	510785.37	4772576.21												
16			15	-8.867255	43.105165	29	510801.36	4772501.83												
17			16	-8.866882	43.104514	29	510831.82	4772429.59												
18			17	-8.866516	43.103892	29	510861.71	4772360.56												
19			18	-8.866197	43.103267	29	510887.78	4772291.20												
20			19	-8.865878	43.102676	29	510913.84	4772225.61												
21			20	-8.865561	43.102079	29	510939.74	4772159.35												
22			21	-8.865286	43.103469	29	511149.03	4772314.05												
23			22	-8.862031	43.103282	29	511226.77	4772293.41												
24			23	-8.861221	43.103020	29	511292.73	4772264.43												
25			24	-8.860468	43.102722	29	511354.06	4772231.44												
26			25	-8.861118	43.100933	29	511301.50	4772032.68												
27			26	-8.860474	43.100519	29	511353.98	4771986.79												

Convertidor

Figura 15: Plantilla de coordenadas

He de decir que de esta plantilla descargada he ocultado varias columnas entre los datos de entrada y los de salida, que son procedimientos de cálculo que resultan indiferente, así se ve mejor aparte que se trabaja más cómodamente.

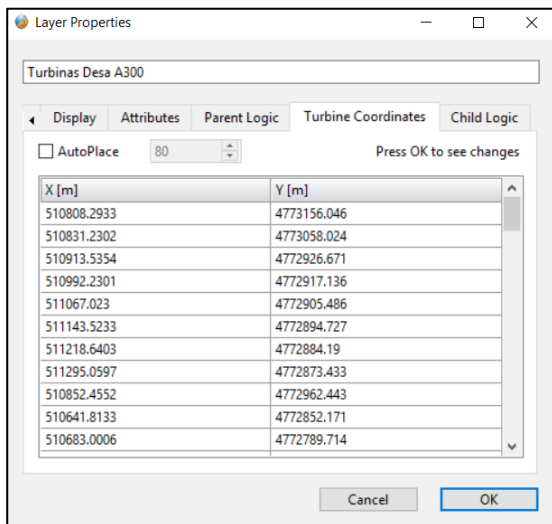


Figura 16: Coordenadas turbinas 1

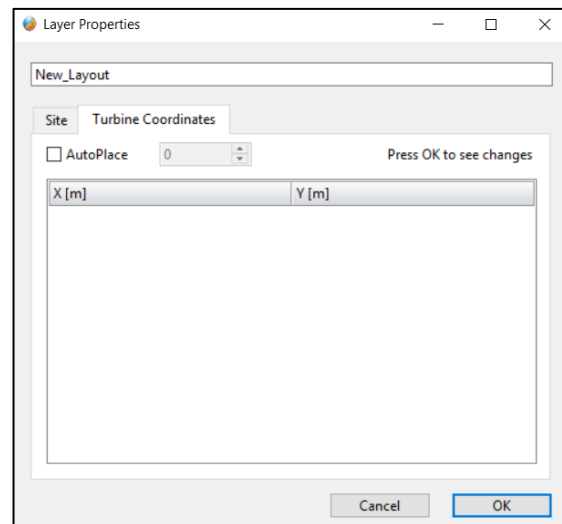


Figura 17: Coordenadas turbinas 2

En el menú izquierdo del espacio de trabajo de OPENWIND se hace clic derecho, se selecciona *New layer* y finalmente en *Turbine Layout*. Se le pone el nombre que se quiera a la capa creada y en la pestaña *Turbine Coordinates* que aparece en la figura 17 se pega las celdas copiadas de Excel en coordenadas UTM. En la pestaña *Site* se selecciona el tipo de turbina.

Tras hacer clic en OK, si se vuelve a clicar aparecerá la figura 16.

En caso de no existir la turbina deseada como en este caso se selecciona *Settings* en la barra de herramienta, después en *Turbines Types*, finalmente en *New*, se añaden los datos y se guarda.

En este caso la turbina empleada es la Desa A300 que presenta las siguientes características.

Datos generales

- Fabricante: DESA (España)
- Turbina eólica: A300
- Potencia: 300 kW
- Diámetro: 30 m
- Modelo antiguo
- Compatible offshore: no
- Área de barrido: 707 m²
- Densidad de potencia: 2.36 m²/kW
- Número de palas: 3
- Limitación de potencia: Stall
- Puesta en servicio: 1996

Masas

- Masa de la góndola: 27,2 toneladas
- Masa de la torre: 12,8 toneladas
- Masa del rotor: 14,5 toneladas
- Masa total: 54,5 toneladas

Rotor

- Velocidad máxima del rotor: 43,2 vuelta/min
- Vitesse minimale de vent: 4,5 m/s
- Vitesse nomimale de vent: 12 m/s
- Vitesse maximale de vent: 25 m/s
- Fabricante: Barlovento

Caja de cambios

- Caja de cambios: Si
- Niveles: 2
- Ratio 34,931
- Fabricante: Barboteo, Flender

Generador

- Tipo: ASYNC
- Número: 1
- Velocidad de salida máxima del generador: 1500 vuelta/min
- Tensión de salida: 660 V

Torre

- Altura de la góndola: 30 m

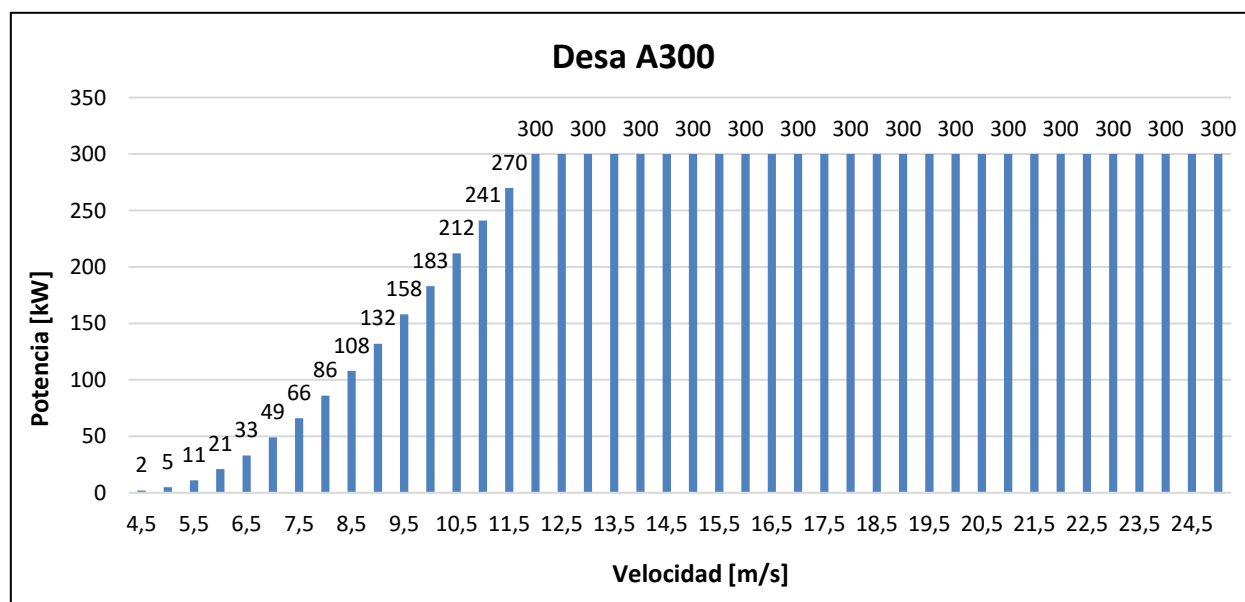


Figura 18: Desa A300

Para introducir los datos de potencia asociados a velocidades de viento se copia las celdas de la tabla Excel con la que se ha hecho el gráfico y se pega en la pestaña power de entre todas las que aparecen de los datos a rellenar al definir el aerogenerador. En principio para una densidad de $1,225 \text{ Kg/m}^3$ según **UNE-EN-61400-12-1 [62]** que afirma que los ensayos de curva de potencia deben realizarse a esa densidad.

3.1.2.2 Capa elevación

Para la realización de esta capa hay que entrar en la web [24], donde hay que registrarse para poder descargar la información. Su apariencia se muestra en la siguiente figura.

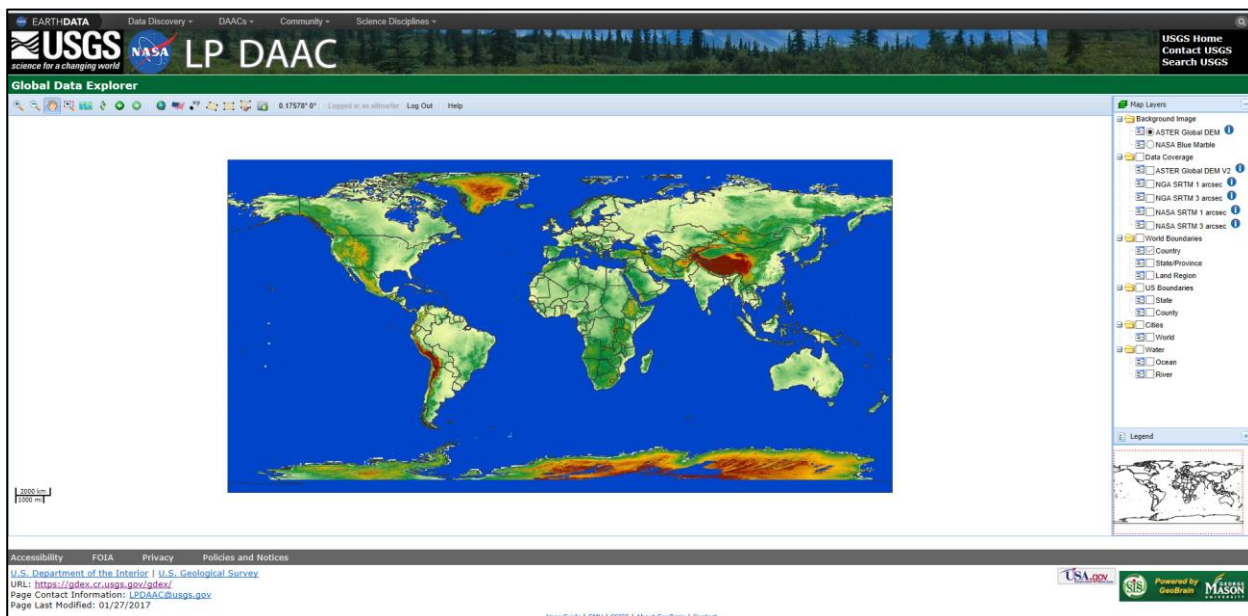


Figura 19: Earth Data

En la barra de herramientas superior se selecciona la selección por área rectangular y observando las coordenadas se selecciona aproximadamente el área del parque, mejor pasarse y seleccionar más de la cuenta que quedarse corto porque de todas formas a la hora de calcular el mapa de viento se seleccionará el área que se desea. Después de seleccionar el área, en la barra de herramientas se selecciona el símbolo para descargar y aparecerá la siguiente figura.

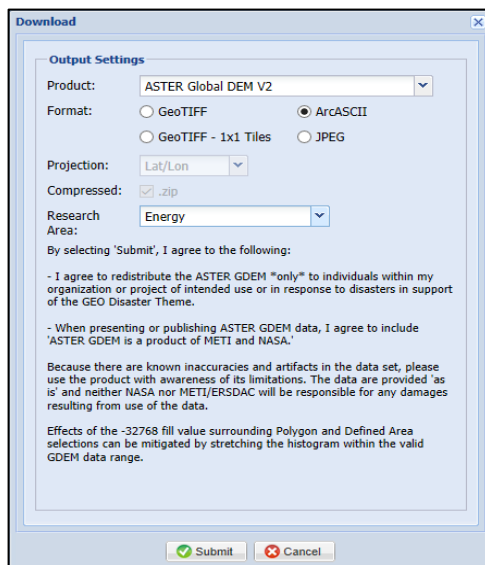


Figura 20: Descarga datos

Hay que marcar *ArcASCII* como aparece en la figura 20, y en Research área se marca cualquiera de las opciones, es indiferente.

Ahora se descomprime el archivo de forma tal que se obtiene dos archivos, uno en formato .asc y otro en formato .prj , se arrastran a OPENWIND y saldrá el cartelito que se muestra en la figura 21.

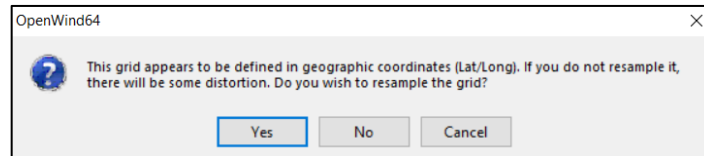


Figura 21: Mensaje OPENWIND

Se presiona en *YES*, y saldrá otro mensaje como el que aparece en la figura 22.

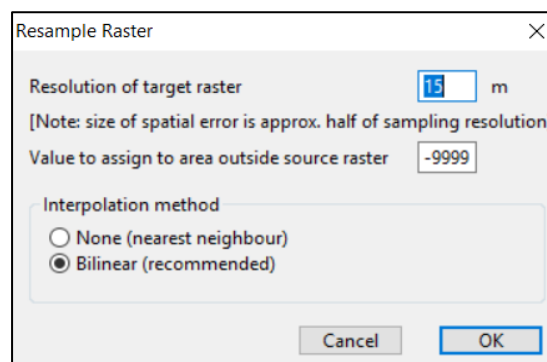


Figura 22: Mensaje OPENWIND 2

La primera opción por rellenar es para la calidad del dato o precisión de cálculo, cuanto más pequeño más calidad, pero más tiempo de simulación. El segundo resulta indiferente, yo puse 0, y la otra opción se deja por defecto.

Si en cualquier momento se quiere guardar el archivo con todo, en file está la opción *save as* que nos permite guardarlo. También se puede guardar solo la capa haciendo clic derecho sobre la capa y presionando *export*, de forma que si se quiere usar en futuro solo habrá que arrastrarlo al programa abierto.

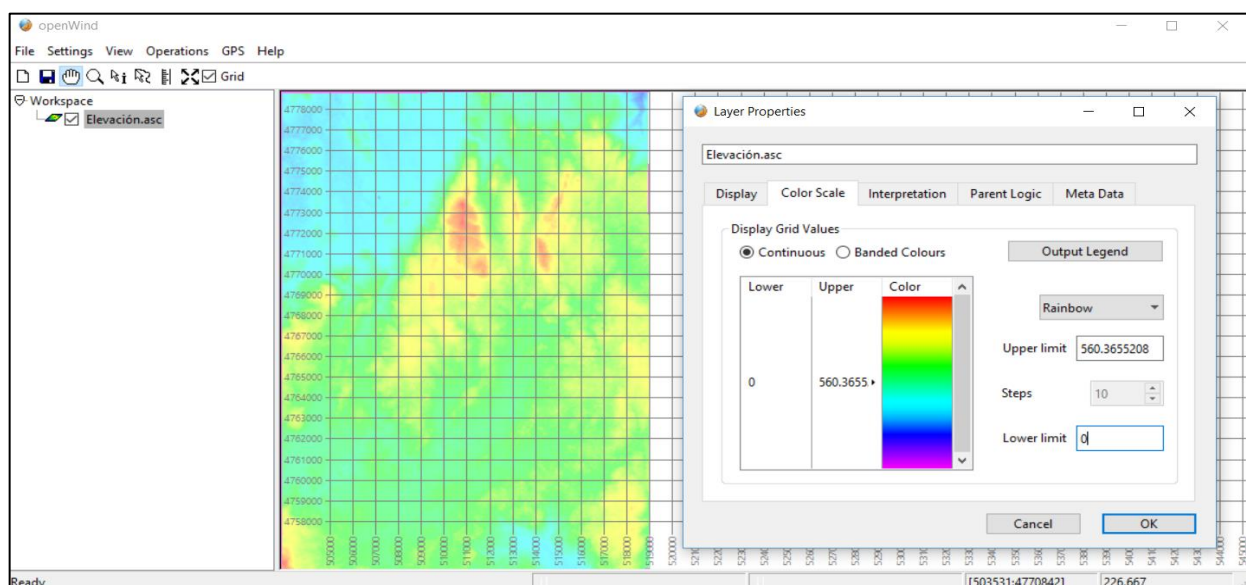


Figura 23: Capa elevación

En la figura 23 se muestra la ventana que sale al clicar sobre la capa de elevación, en ella se le pone el nombre de elevación, en la pestaña color escale se escribe cero en lower limit para que se pueda apreciar la capa y que se vea como aparece en la izquierda.

Yo he usado la escala Rainbow que personalmente me parece de las más claras, pero se puede utilizar otro tipo si se desea. En la pestaña Interpretation está la opción de asignar un valor al área exterior si se quiere hacer en caso de que no se hiciese al salir el mensaje de la figura 22.

Por último, en la pestaña interpretation marcar Terrain Elevation, que como ya se ve intuitivamente es para que interprete adecuadamente esta capa, elevación.

3.1.2.3 Capa torre de medida

Para la realización de esta parte es necesario utilizar el aplicativo de IDAE en la página web [25], se puede buscar el emplazamiento por nombre o coordenadas, ya sea geográficas o UTM. Los puntos azules representan las medidas tomadas por torres meteorológicas y los verdes son interpolaciones de esas medidas.

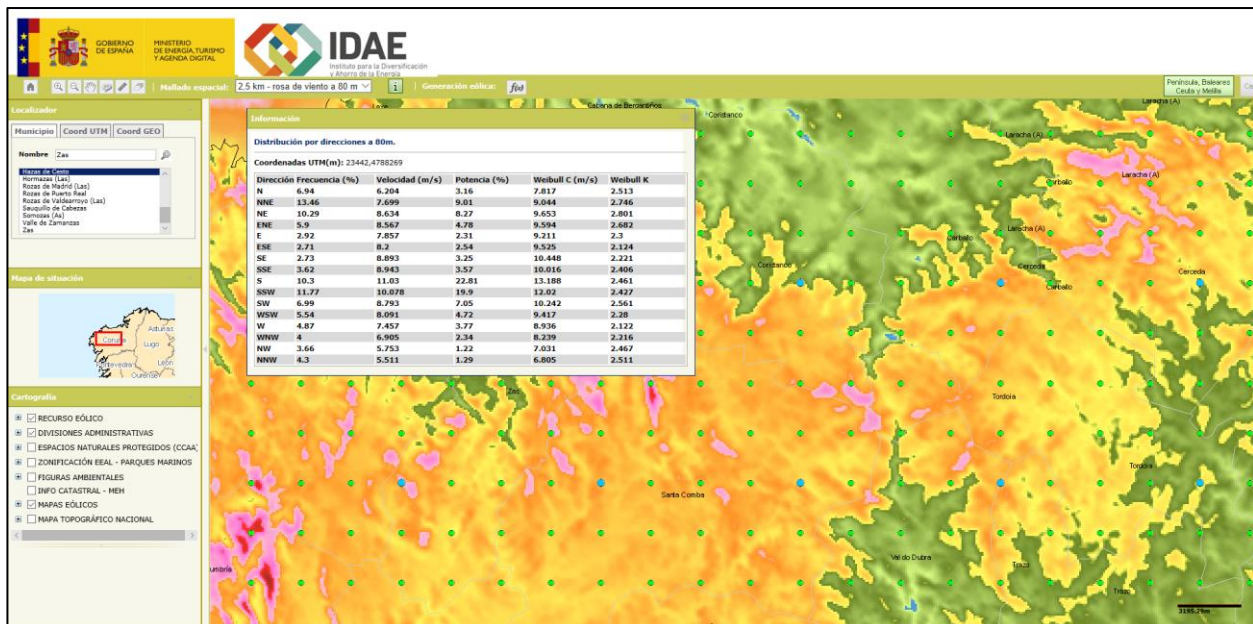


Figura 24: Distribución de velocidades

Clicando en los puntos se muestra la distribución de velocidades de viento, de la que sacar la rosa de los vientos, aunque en los puntos azules te da directamente la opción de mostrártelo. También te muestra las coordenadas, aunque en vez de en zona horaria 29 que es la que le corresponde, lo da en 30, y en UTM, si se realiza estos cambios da la sensación de que ya está todo correcto, pero de alguna forma me di cuenta de que había como un pequeño error y resulta que está en Datum ED-50, formato europeo, frente al WGS 84 que es el universal americano que estamos usando en OPENWIND, los datos sacados de Earth Data y la posición de los aerogeneradores.

Tras pasarlo a zona horaria 29 la x pasa de 20.000 y pico a 50.000 y pico que es el cambio más importante, pero sin pasar al Datum WGS 84 podría haber un error de 50 metros, por ejemplo.

Con una calculadora de internet [26], se pasa de la coordenada UTM y ED-50 con zona horaria la que sea a coordenada geográfica en Datum ED-50, tal como se muestra en la figura 25.

Servicio Web de Transformación de Coordenadas

Aplicación que permite transformar las coordenadas de un punto o un conjunto de datos en formato GML de un Sistema de Referencia a otro mediante un servidor WCTS (OGC draft)

Atención:
Se recuerda que la transformación a la Proyección Universal Transversal de Mercator (UTM) sólo se aplica con exactitud dentro del huso correspondiente.
Ejemplo: Transformación realizada entre ED50 latitud longitud a ETRS89 UTM28, solo será exacta la transformación para los puntos comprendidos dentro del huso 28, no transformar los puntos que sobrepasen los límites de este huso.

Dirección de Servidor: <http://www.ign.es/wps-transformacion/servicios> [GetCapabilities](#)

Datos de Entrada	Datos de Salida
Sistema de referencia CRS: <input type="text" value="UTM, ED50"/> Huso: <input type="text" value="30"/>	Sistema de referencia CRS: <input type="text" value="lon-lat, ED50"/>
Coordenadas X: <input type="text" value="23442"/> m Y: <input type="text" value="4788269"/> m <input type="button" value="Transformar >"/>	Coordenadas Longitud: <input type="text" value="8.85494837"/> ° <input type="text" value="W"/> Latitud: <input type="text" value="43.09637044"/> ° <input type="text" value="N"/> <input type="text" value="Grados decimales"/>
Dirección del fichero GML (URL) El CRS del fichero debe coincidir con el CRS de entrada Versión de GML: <input type="text" value="3.1.1"/> <input type="text"/> <input type="button" value="Transformar >"/>	Dirección del fichero GML resultado (URL) <input type="text"/> <input type="button" value="Descargar"/>
Archivo GML (texto) El CRS del fichero debe coincidir con el CRS de entrada Versión de GML: <input type="text" value="3.1.1"/> <div style="border: 1px solid black; height: 100px; width: 100%;"></div> <input type="button" value="Transformar >"/>	

Figura 25: Conversión coordenadas con Datum ED-50

Ahora hay que pasarlo a Datum WGS 84 y para ello he usado un programa que encontré en la página web [27] para convertir las coordenadas de unos puntos dados.

El nombre de este programa es Franson y nos permite cambiar de un Datum a otro con una gran variedad de repertorio en los que por supuesto está el ED-50 y el WGS 84.

A la izquierda escribimos el punto en ED-50 y la flechita a la derecha nos devuelve el valor en WGS 84. Todo esto último se puede ver en la figura 26.

Viendo el cambio que muestra parece una tontería, pero en la figura 27 se puede ver como escribiendo el mismo punto en una coordenada y en otra, evidentemente sin pulsar la flechas que nos los transformarían en el otro Datum, resulta que no solo son dos puntos distintos, sino que además nos muestra que tiene una separación de 178,23 m.

Gracias a este programa tan completo se puede apreciar lo que en coordenadas parece un pequeño error pero que realmente supone un error realmente notable que puede cambiar en un sentido o en otro el resultado final.

Por otro lado, volviendo al IDAE, en la pestaña rosa de los vientos se cambia por Vv-anual, de aquí pinchando ahora en los puntos de toma de datos especialmente, pero también los naranjas para tomar medidas de rugosidad, siendo en casi todo el terreno donde está el parque de 0,15 m, en los puntos de medida también.

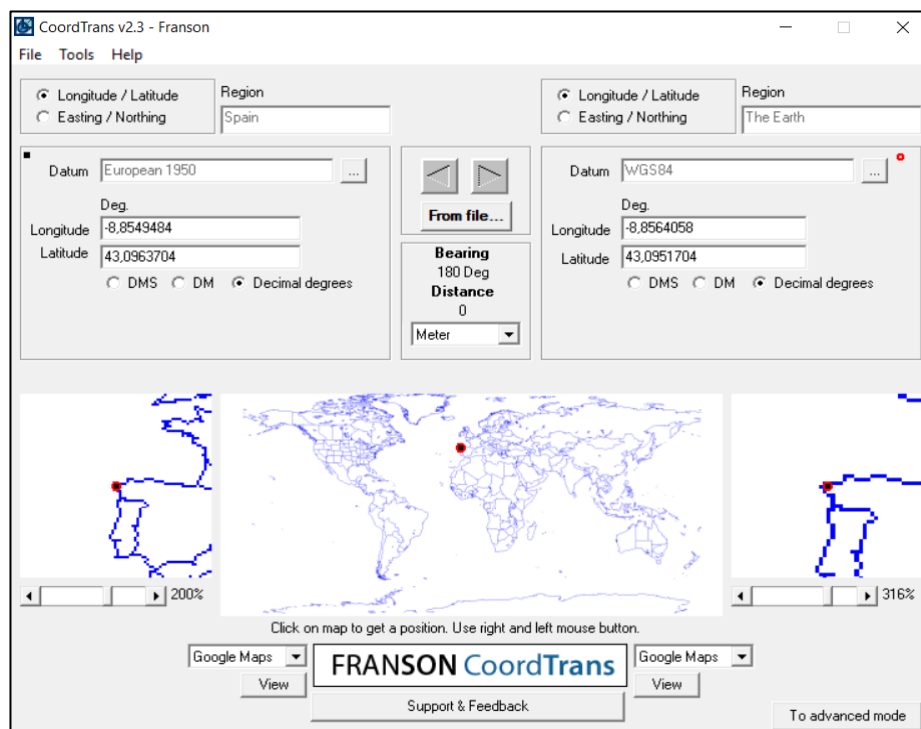


Figura 26: Programa Franson

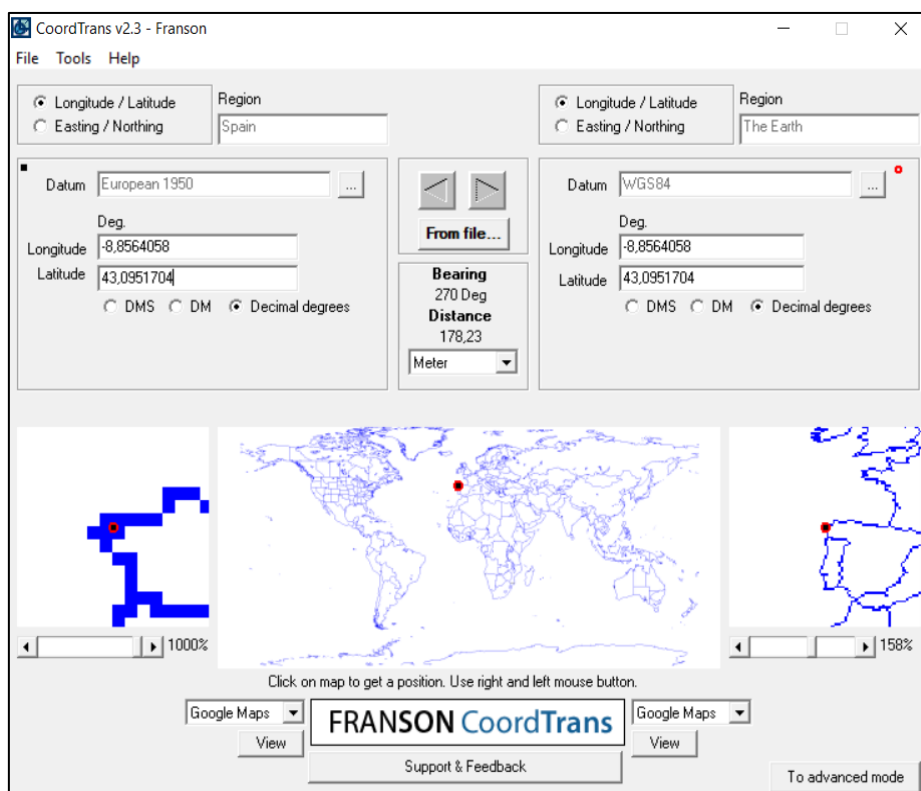


Figura 27: Distancia de error por uso de Datum distinto

En la figura 28 se muestra el ejemplo de un punto.

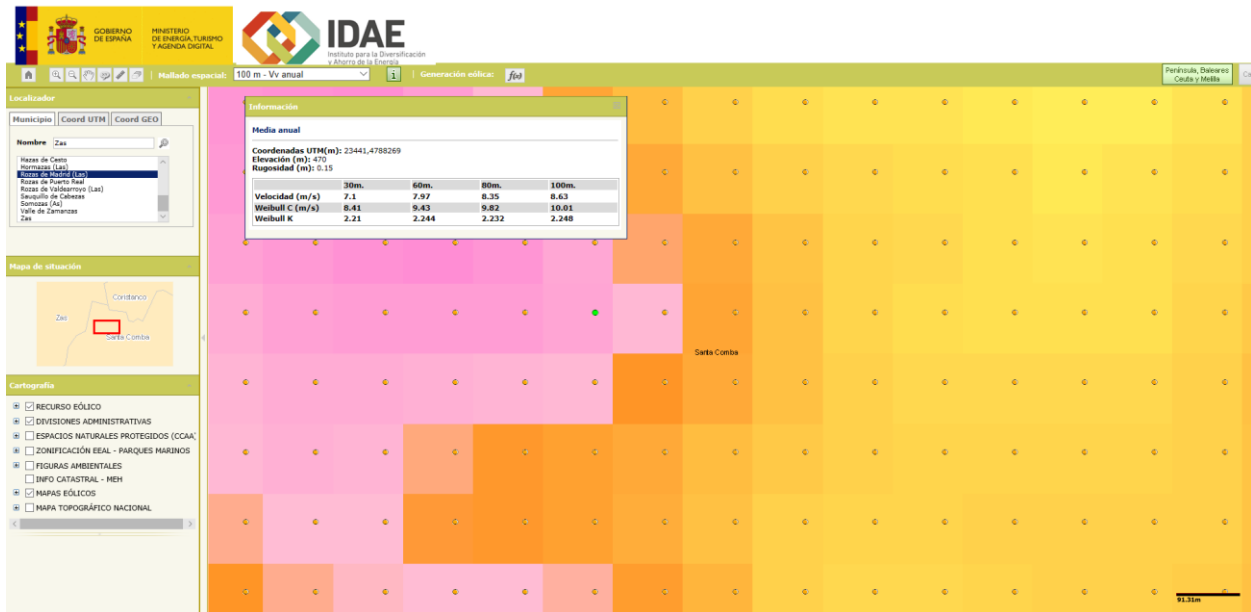


Figura 28: Toma de dato de rugosidad

Con los parámetros de la distribución de Weibull mostrados en la figura 24 que se copia tal cual directamente de esa imagen mostrada se copia en Excel, donde trabajaremos esos parámetros para obtener la tabla de frecuencias que necesitamos para que OPENWIND entienda perfectamente y desarrolle la rosa de los vientos.

La función de densidad de Weibull es la siguiente:

$$f(u) = \frac{K}{C} \times \left(\frac{u}{C}\right)^{K-1} \times e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^K}$$

Buscando en información sobre la formula DIST.WEIBULL encontramos sin embargo esta:

$$f(u) = \frac{K}{C^K} \times (u)^{K-1} \times e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^K}$$

Pero con un poco de ojo se ve que es la misma, de la primera despejamos C y nos queda igual que la segunda.

$$C^{-1} \times C^{1-K} = C^{-K}$$

Donde u es una velocidad dada, K es el parámetro de forma y C es el parámetro de escala.

Por un lado, se copia la tabla de las medidas candidatas a utilizar, de esa tabla se copia de forma traspuesta las frecuencias, el parámetro de forma y el de escala para la composición de la matriz en otra hoja Excel. Las filas de los parámetros serán temporales, usándolos solo para la construcción de dicha matriz.

En la primera columna de la matriz se ponen las velocidades desde 1 hasta 36, yo lo he hecho así, se puede coger otro rango, pero este me parece suficiente. Yo he usado un salto de 1 pero igualmente se puede usar otro.

La llamada a la función de densidad de Weibull tiene esta forma:

DIST.WEIBULL (u; K; C; Falso)

Es necesario escribir falso para obtener la solución de función de densidad, si se escribiese verdadero se obtendría la función de probabilidad, es decir la probabilidad de que se dé una velocidad desde cero hasta la marcada.

Cuando se llama a una celda se usa el símbolo \$ para fijar la fila, la columna o ambos. Mirar este ejemplo:

\$Letra\$Número => El primer \$ fija la letra, es decir la columna de forma que, si se arrastra a la izquierda o a la derecha no se cambiará, cosa que si haría sin el símbolo. El segundo \$ fija el número, es decir, la fila y si se arrastra arriba o abajo, este no cambiará.

Rellenando el primer término de la distribución se fija la letra cuando llame a la celda de velocidad u y se fija el número cuando se llame a K o C. A partir de la primera se hace el resto de toda la matriz arrastrando hacia los lados y hacia abajo, indistintamente si arrastra primero para uno u otra dirección.

Arriba de la matriz que se ha construido de forma sencilla a partir de escribir una sola celda de toda la matriz, en la primera fila se escribe el nombre.

En la segunda las coordenadas, que admite tanto UTM siendo primero “x” y luego “y” como geográfica siendo primero latitud y después longitud. Seguido de la altura a la que se ha tomado las medidas (80m).

En la tercera fila el número de sectores en los que está dividida la tabla de frecuencias y parámetros de distribución para la posterior rosa de los vientos, tantas como rango de direcciones (16). Seguido del intervalo que hay entre una velocidad y otra de la primera columna. Al final de esta fila el giro que se le quiere dar a la rosa de los vientos. Se deja en cero donde el norte es la primera columna y así será en la imagen, si se pusiese 180° aparecería al revés.

En la cuarta fila se pone la probabilidad en cada dirección y debajo ya la matriz.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following structure:

- Row 1:** Headers for columns A through R.
- Row 2:** "Galicia:Zas" in column B.
- Row 3:** "43.0951704" in column C, "-8.8564058" in column E, "80" in column G.
- Row 4:** "16" in column C, "1" in column E, "0" in column G.
- Row 5:** "Frecuencia por direc" in column B, "6.94" in column C, "13.46" in column D, "10.29" in column E, "5.9" in column F, "2.92" in column G, "2.71" in column H, "2.73" in column I, "3.62" in column J, "10.3" in column K, "11.77" in column L, "6.99" in column M, "5.54" in column N, "4.87" in column O, "4" in column P, "3.66" in column Q, "4.3" in column R.
- Row 6:** "Parámetro C" in column B, "7.817" in column C, "9.044" in column D, "9.653" in column E, "9.594" in column F, "9.211" in column G, "9.525" in column H, "10.448" in column I, "10.016" in column J, "13.188" in column K, "12.02" in column L, "10.242" in column M, "9.417" in column N, "8.936" in column O, "8.239" in column P, "7.031" in column Q, "6.805" in column R.
- Row 7:** "Parámetro K" in column B, "2.513" in column C, "2.746" in column D, "2.801" in column E, "2.682" in column F, "2.3" in column G, "2.124" in column H, "2.221" in column I, "2.406" in column J, "2.461" in column K, "2.427" in column L, "2.561" in column M, "2.28" in column N, "2.122" in column O, "2.216" in column P, "2.467" in column Q, "2.511" in column R.
- Row 8:** "1" in column B, "0.01423992" in column C, "0.00647899" in column D, "0.00488108" in column E, "0.00621908" in column F, "0.0138418" in column G, "0.017556" in column H, "0.01204778" in column I, "0.00937403" in column J, "0.00430121" in column K, "0.00579565" in column L, "0.00660225" in column M, "0.01363956" in column N, "0.02014912" in column O, "0.02050854" in column P, "0.01990878" in column Q, "0.02018805" in column R.
- Row 9:** "2" in column B, "0.03956523" in column C, "0.02144087" in column D, "0.01683238" in column E, "0.01970563" in column F, "0.03328219" in column G, "0.037207" in column H, "0.02752899" in column I, "0.024427" in column J, "0.01174815" in column K, "0.0154213" in column L, "0.01923525" in column M, "0.03236221" in column N, "0.04246701" in column O, "0.04604636" in column P, "0.05304605" in column Q, "0.05538684" in column R.
- Row 10:** "3" in column B, "0.06898121" in column C, "0.04213168" in column D, "0.03405019" in column E, "0.03784738" in column F, "0.0538487" in column G, "0.05584671" in column H, "0.04351752" in column I, "0.04174224" in column J, "0.02089631" in column K, "0.02691765" in column L, "0.03522812" in column M, "0.05201553" in column N, "0.06322716" in column O, "0.07077489" in column P, "0.08900116" in column Q, "0.09419015" in column R.
- Row 11:** "4" in column B, "0.09688562" in column C, "0.06569108" in column D, "0.05454581" in column E, "0.05832166" in column F, "0.07290045" in column G, "0.07177655" in column H, "0.05846627" in column I, "0.05921132" in column J, "0.03096775" in column K, "0.03919373" in column L, "0.05266716" in column M, "0.0702097" in column N, "0.08035992" in column O, "0.0913111" in column P, "0.11961543" in column Q, "0.12704407" in column R.
- Row 12:** "5" in column B, "0.118098" in column C, "0.08863966" in column D, "0.07573968" in column E, "0.0784824" in column F, "0.0882966" in column G, "0.08379279" in column H, "0.07115496" in column I, "0.0749462" in column J, "0.04126925" in column K, "0.0512743" in column L, "0.06961186" in column M, "0.08502578" in column N, "0.09246858" in column O, "0.10528087" in column P, "0.13824861" in column Q, "0.1460379" in column R.
- Row 13:** "6" in column B, "0.12880509" in column C, "0.107261" in column D, "0.0955593" in column E, "0.09848662" in column F, "0.09119206" in column G, "0.08066701" in column H, "0.08732356" in column I, "0.05113346" in column J, "0.06224886" in column K, "0.08415728" in column L, "0.09507114" in column M, "0.09885489" in column N, "0.11146768" in column O, "0.1413949" in column P, "0.14716906" in column Q, "0.15316239" in column R.
- Row 14:** "7" in column B, "0.12750661" in column C, "0.11834917" in column D, "0.1083295" in column E, "0.10708244" in column F, "0.10267243" in column G, "0.09379226" in column H, "0.08643864" in column I, "0.09515341" in column J, "0.05993329" in column K, "0.07131339" in column L, "0.0946559" in column M, "0.09960815" in column N, "0.09952756" in column O, "0.10989527" in column P, "0.12964355" in column Q, "0.13162396" in column R.
- Row 15:** "8" in column B, "0.11536106" in column C, "0.12001304" in column D, "0.11458118" in column E, "0.11141813" in column F, "0.10087852" in column G, "0.09189966" in column H, "0.08829047" in column I, "0.09578292" in column J, "0.06711911" in column K, "0.07783435" in column L, "0.09966815" in column M, "0.09861207" in column N, "0.09512059" in column O, "0.10169065" in column P, "0.10720524" in column Q, "0.10501176" in column R.
- Row 16:** "9" in column B, "0.09569755" in column C, "0.11223408" in column D, "0.11244458" in column E, "0.10811619" in column F, "0.09388253" in column G, "0.08621668" in column H, "0.08641719" in column I, "0.09539728" in column J, "0.07226099" in column K, "0.08140766" in column L, "0.09965404" in column M, "0.09271712" in column N, "0.0867278" in column O, "0.08874406" in column P, "0.0801472" in column Q, "0.07484616" in column R.
- Row 17:** "10" in column B, "0.07286822" in column C, "0.09688169" in column D, "0.10252315" in column E, "0.09803447" in column F, "0.08301591" in column G, "0.0777066" in column H, "0.08133208" in column I, "0.08851114" in column J, "0.07508499" in column K, "0.08189594" in column L, "0.09404098" in column M, "0.08305673" in column N, "0.07568853" in column O, "0.0732602" in column P, "0.05419702" in column Q, "0.04763355" in column R.
- Row 18:** "11" in column B, "0.05092318" in column C, "0.07714422" in column D, "0.08682826" in column E, "0.08310634" in column F, "0.0698842" in column G, "0.06744073" in column H, "0.07377526" in column I, "0.07828721" in column J, "0.07549604" in column K, "0.07943446" in column L, "0.08413926" in column M, "0.07103469" in column N, "0.06336912" in column O, "0.05732118" in column P, "0.03312742" in column Q, "0.02702416" in column R.
- Row 19:** "12" in column B, "0.03263221" in column C, "0.05657382" in column D, "0.06821924" in column E, "0.06583628" in column F, "0.05607526" in column G, "0.056455" in column H, "0.06460226" in column I, "0.06608552" in column J, "0.07358226" in column K, "0.07440301" in column L, "0.0714216" in column M, "0.05808005" in column N, "0.05098013" in column O, "0.04256289" in column P, "0.01827823" in column Q, "0.01363561" in column R.
- Row 20:** "13" in column B, "0.0191485" in column C, "0.03812505" in column D, "0.04962665" in column E, "0.04868723" in column F, "0.04292022" in column G, "0.04563745" in column H, "0.05467215" in column I, "0.05327327" in column J, "0.06959945" in column K, "0.06736771" in column L, "0.05752405" in column M, "0.0454376" in column N, "0.03945538" in column O, "0.03001178" in column P, "0.00908733" in column Q, "0.00610216" in column R.
- Row 21:** "14" in column B, "0.01027183" in column C, "0.02354712" in column D, "0.03334576" in column E, "0.03356195" in column F, "0.03134957" in column G, "0.03565878" in column H, "0.04475233" in column I, "0.0410214" in column J, "0.06393741" in column K, "0.05900266" in column L, "0.0439469" in column M, "0.03403013" in column N, "0.0240122" in column O, "0.01211645" in column P, "0.00406254" in column Q, "0.00241475" in column R.
- Row 22:** "15" in column B, "0.00502764" in column C, "0.0132899" in column D, "0.02063952" in column E, "0.02152796" in column F, "0.02185553" in column G, "0.02694809" in column H, "0.03545224" in column I, "0.03017259" in column J, "0.05707301" in column K, "0.0500048" in column L, "0.03182863" in column M, "0.02440613" in column N, "0.02110836" in column O, "0.01281448" in column P, "0.00162948" in column Q, "0.00084225" in column R.
- Row 23:** "16" in column B, "0.00224081" in column C, "0.00683283" in column D, "0.011733" in column E, "0.01454324" in column F, "0.01970723" in column G, "0.02719091" in column H, "0.02119544" in column I, "0.04951695" in column J, "0.04101562" in column K, "0.02183676" in column L, "0.01676398" in column M, "0.01460764" in column N, "0.00776028" in column O, "0.00058502" in column P, "0.00025814" in column Q, "0.00018756" in column R.
- Row 24:** "17" in column B, "0.00090752" in column C, "0.00318972" in column D, "0.00610684" in column E, "0.00708021" in column F, "0.00923613" in column G, "0.01395166" in column H, "0.02019643" in column I, "0.01421581" in column J, "0.0176184" in column K, "0.03256113" in column L, "0.01417912" in column M, "0.01102812" in column N, "0.00974757" in column O, "0.00446777" in column P, "0.00018756" in column Q, "0.00018756" in column R.
- Row 25:** "18" in column B, "0.00033325" in column C, "0.00134745" in column D, "0.0029008" in column E, "0.00361479" in column F, "0.0059717" in column G, "0.00956434" in column H, "0.01453026" in column I, "0.00909981" in column J, "0.03423841" in column K, "0.02501677" in column L, "0.00870501" in column M, "0.00694763" in column N, "0.00627362" in column O, "0.0024452" in column P, "0.00018756" in column Q, "0.00018756" in column R.
- Row 26:** "19" in column B, "0.00011072" in column C, "0.00051333" in column D, "0.00125335" in column E, "0.00170283" in column F, "0.00323586" in column G, "0.00635052" in column H, "0.01012666" in column I, "0.00555683" in column J, "0.02728502" in column K, "0.01859852" in column L, "0.0050476" in column M, "0.00419102" in column N, "0.0038952" in column O, "0.00127203" in column P, "0.00018756" in column Q, "0.00018756" in column R.
- Row 27:** "20" in column B, "3.3205E-05" in column C, "0.00017574" in column D, "0.00049093" in column E, "0.00073844" in column F, "0.00178414" in column G, "0.00408469" in column H, "0.00683715" in column I, "0.00323547" in column J, "0.02113253" in column K, "0.0133767" in column L, "0.0027613" in column M, "0.00242028" in column N, "0.00233342" in column O, "0.00062887" in column P, "0.00018756" in column Q, "0.00018756" in column R.

Figura 29: Excel 1

Esta es la forma que tendría, pero aún no está lista para ser usada por OPENWIND.

Ahora, cada matriz de torre candidata se copia en una hoja Excel nueva, donde la frecuencia que está en tanto por uno se multiplica por mil y la frecuencia de que se de en cada dirección se deja en tanto por cien.

 Torre de medida 1.tab	09/03/2018 9:23	Archivo TAB	8 KB
 Torre de medida 1.txt	09/03/2018 9:23	Documento de tex...	8 KB
 Torre de medida 1.xlsx	25/02/2018 19:23	Hoja de cálculo d...	22 KB
 Torre de medida 2.tab	25/02/2018 19:28	Archivo TAB	8 KB
 Torre de medida 2.txt	25/02/2018 19:28	Documento de tex...	8 KB
 Torre de medida 3.xlsx	25/02/2018 19:20	Hoja de cálculo d...	24 KB
 Torre de medida 3.tab	09/03/2018 9:31	Archivo TAB	8 KB
 Torre de medida 3.txt	09/03/2018 9:31	Documento de tex...	8 KB
 Torre de medida 3.xlsx	25/02/2018 19:21	Hoja de cálculo d...	24 KB
 Torre de medida 4.tab	09/03/2018 9:33	Archivo TAB	8 KB
 Torre de medida 4.txt	09/03/2018 9:33	Documento de tex...	8 KB
 Torre de medida 4.xlsx	25/02/2018 19:22	Hoja de cálculo d...	24 KB
 Torre de medida 5.tab	09/03/2018 9:33	Archivo TAB	8 KB
 Torre de medida 5.txt	09/03/2018 9:33	Documento de tex...	8 KB
 Torre de medida 5.xlsx	25/02/2018 19:23	Hoja de cálculo d...	24 KB

Figura 32: Archivos de torres de medidas

De esta forma arrastrando los .tab a OPENWIND junto con lo que ya se había hecho, resulta la imagen de la figura 33.

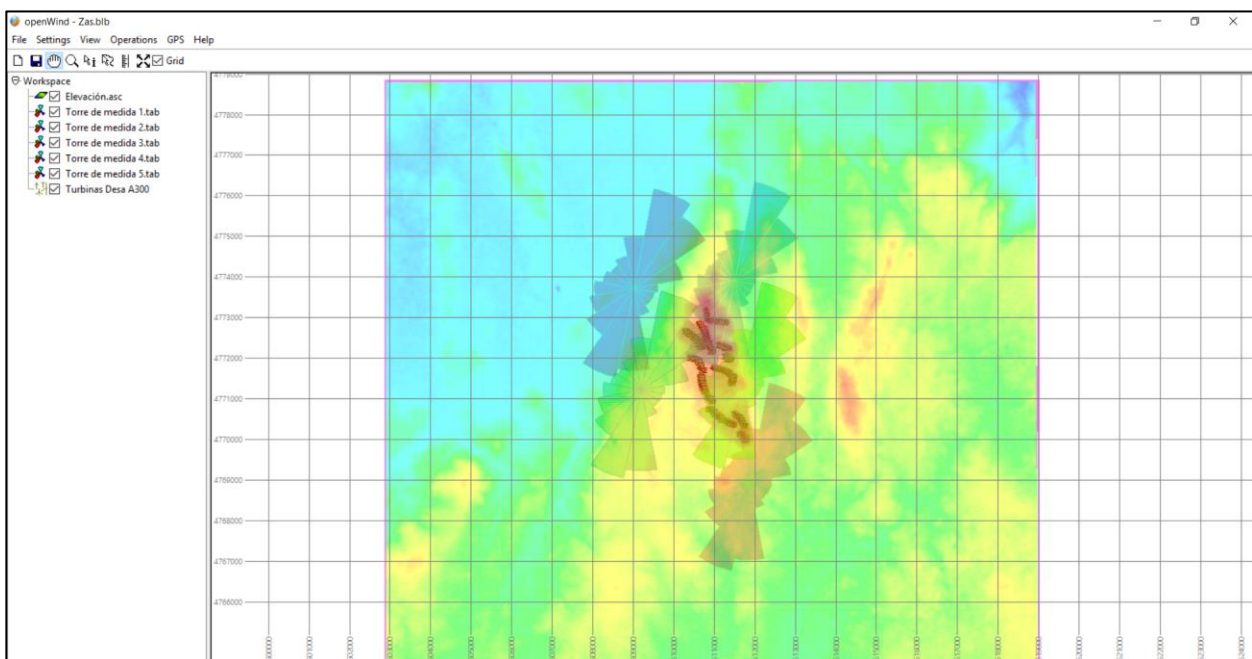


Figura 33: Zas, OPENWIND 1

Yo me he quedado con la torre de medida 1 (en realidad es interpolación de torre de medida) porque está dentro del parque y creo que esa era evidente de usar, además de la torre de medida 4 que está considerablemente cerca para la zona superior.

Para saber cuáles son esas dos hay que leer el siguiente apartado que es donde realmente se selecciona.

3.1.2.4 Capa poligonal de delimitación

Por una parte, es necesario (para el parque antiguo no tanto) delimitar la zona en la que pueden estar los molinos, por otro asociar a las torres de medidas las áreas en las que se deberán tomar sus datos con la idea de mejorar la solución de la simulación, conseguir más precisión. Pero esta asociación se verá en el apartado asociación de capas, aquí se verá cómo se crean las capas de delimitación.

Primero hay que ir a Google Maps donde se va marcando punto a punto de lo que aparentemente es el emplazamiento y se va anotando simultáneamente en Excel hasta cerrar un área.

Hay opción en OPENWIND de insertar puntos, pero no mediante coordenadas, deben insertarse de forma directa. Yo he usado un truco, he creado una capa de turbinas donde he insertado las coordenadas igual que cuando se hizo la capa turbinas (el modelo de la turbina usado ahora da igual evidentemente) y en la pestaña display se cambia el tamaño del círculo de cientos de metros de diámetro que viene por defecto a un par o decenas de metros y sobre esos puntos se va creando el área como se ve en la figura 34.

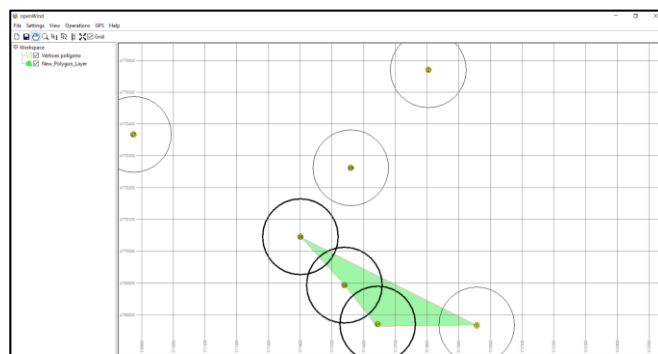


Figura 34: Creando polígono

Primero se hace más o menos y luego se puede ajustar un poco más e intentar que sea más preciso (llegando incluso a reducir si se quiere ser purista cada vez más el diámetro de la circunferencia en la opción que aparece en la pestaña display), hasta completar un área como la que se ve en la figura 35 donde se ha incorporado además las 5 torres de medida, se ha seleccionado el superior derecho y centro derecho que está dentro y con la regla de OPENWIND se ha medido la distancia entre ambas (figura 36), para separarlas por la mitad de la distancia entre ambas aproximadamente (figura 37).

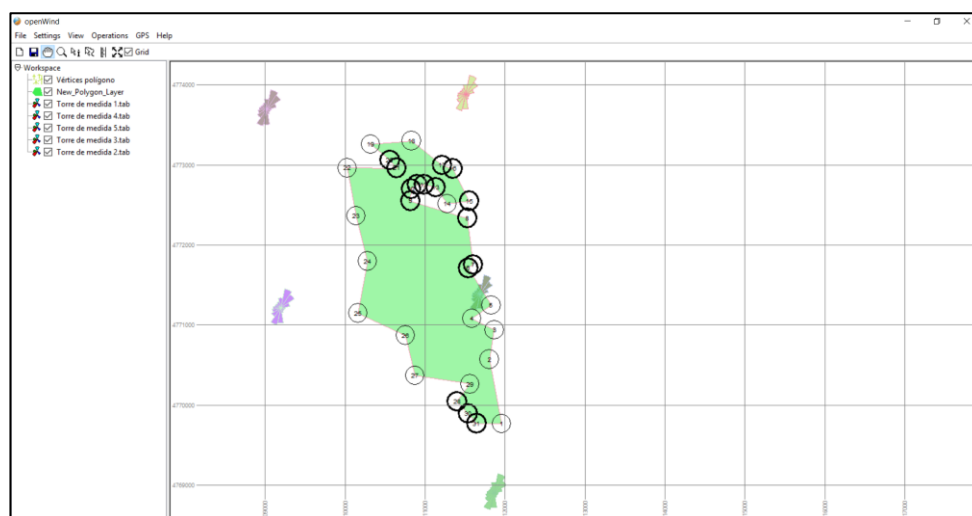


Figura 35: Creando polígono 1

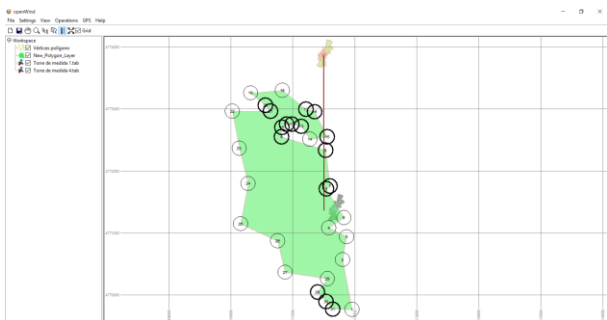


Figura 36: Creando polígono 2

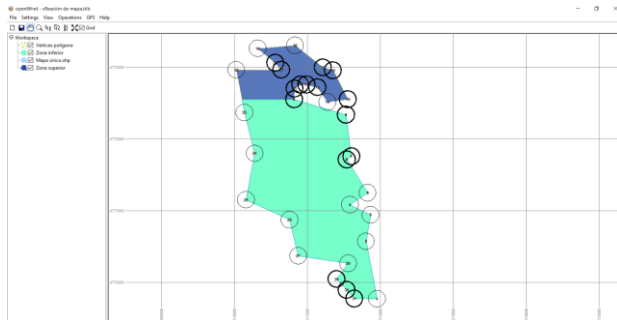


Figura 37: Creando polígono 3

Tras tener las áreas deseadas se eliminan las turbinas dejando solo las capas poligonales como se ve en la figura 38 y finalmente exportarlo como aparece en la figura 39. Ya están listas las capas de delimitaciones territoriales.

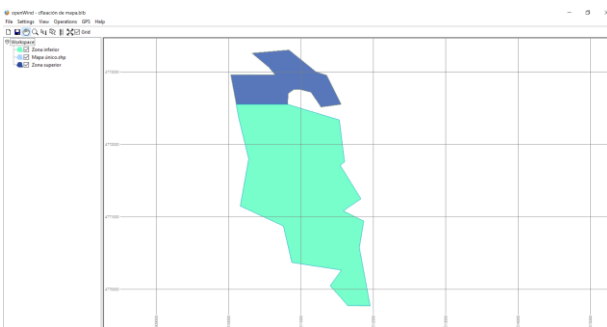


Figura 38: Creando polígono 4

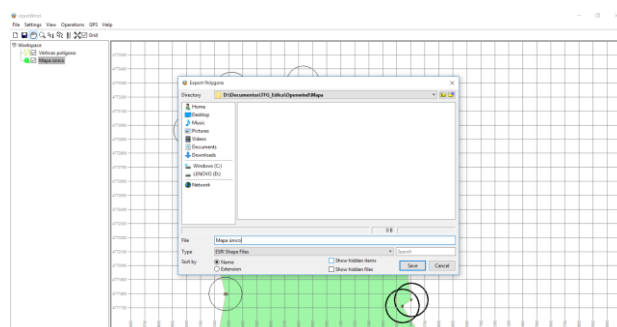


Figura 39: Creando polígono 5

En la figura 39 se está exportando el mapa global, a parte hay que exportar los otros separados que es los que realmente interesa. Para exportar una capa se pulsa botón derecho del ratón sobre la capa en el espacio de trabajo y se elige export.

El resultado de lo que se tiene hasta ahora es:

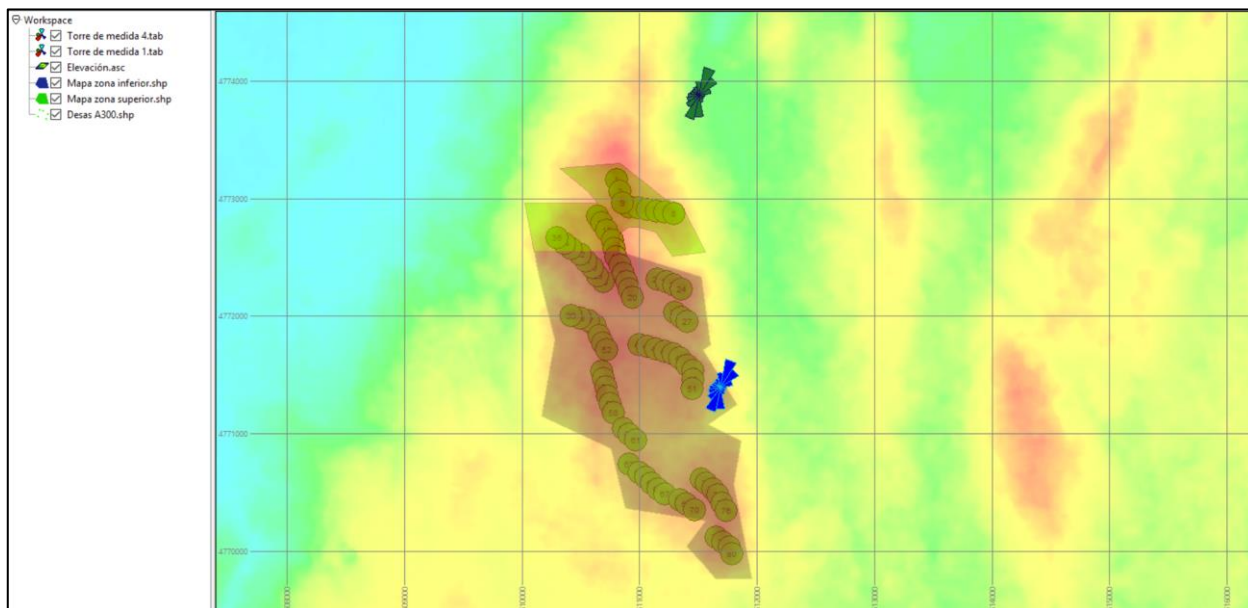


Figura 40: Resultado de todas las capas creadas hasta ahora

3.1.2.5 Asociación de capas

Llegados a este punto ya se tiene lo básico para la simulación, pero no se puede hacer tal cual se tiene ahora, es necesario tratar la relación entre los distintos datos.

Primero se copia la capa de elevación haciendo clic derecho sobre la capa y seleccionando *copy*, acto seguido, sobre el espacio de trabajo se hace clic derecho, dentro del menú *new layer*, después sobre *Wind Map* apareciendo una capa de mapa de viento. Se repite este último paso para tener dos capas de mapas de viento.

La primera capa es la de turbina, dentro de esta se meten las dos capas de mapas de viento, dentro de cada capa de viento se introduce una de elevación, dentro de una capa de viento las capas correspondientes de una zona y dentro de la otra capa de viento la otra zona, tal como se muestra en la figura 41.

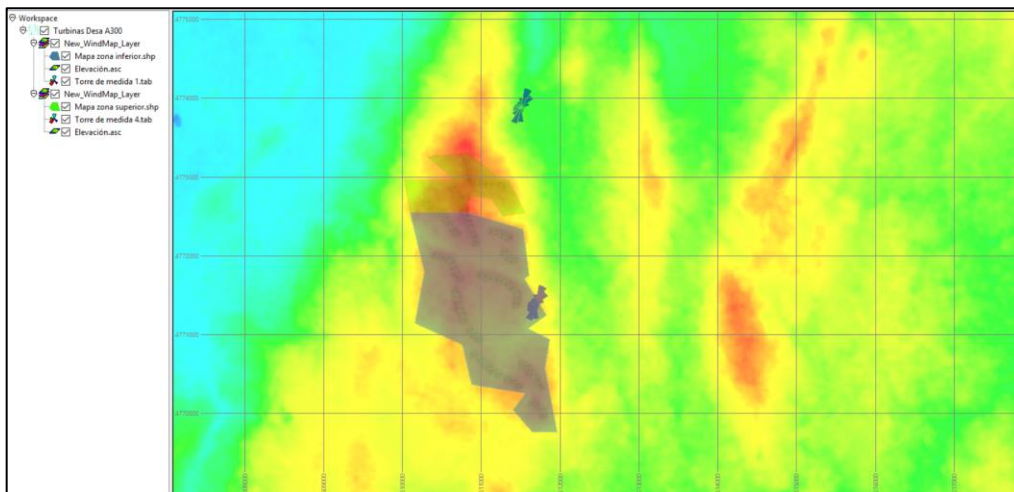


Figura 41: Asociación de capas

Hasta que no se simula no deja tocar nada sobre los mapas de vientos, ni siquiera el nombre de dichas capas.

Si se simulase ahora, aparentemente no habría problema, pero en verdad si lo hay, solo utilizaría los datos de la primera torre de medida que encontrase para todo el mapa.

Se simula el mapa de viento seleccionando *calculate* al hacer clic derecho sobre la capa de mapa de viento con las condiciones que sea. Después se configuran los valores de la capa marcando en *Child Logic* -ve para la capa poligonal para que pueda ver la capa padre, mapa de viento, a la capa hijo, capa poligonal tal como se muestra en figura 42.

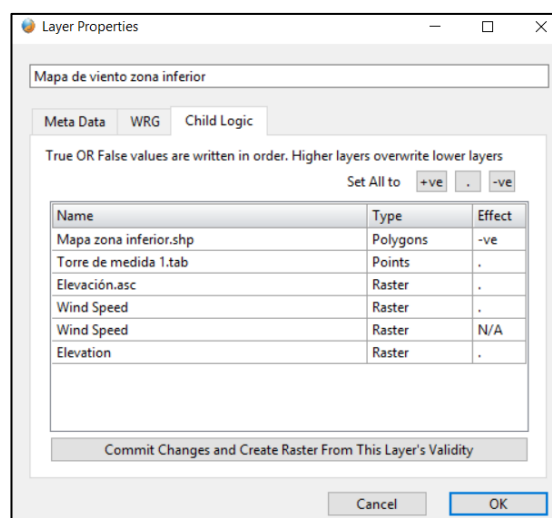


Figura 42: Segunda acción

De todas formas, es necesario decirle a la capa poligonal como quiere que sea interpretada por la capa de mapa de viento.

En la figura 43 se muestra cómo hacerlo. En la pestaña *Parent Logic*, se marca la casilla que pone “*Determine Parent...*”, tras esto aparecerá con más color toda la parte inferior, eso quiere decir que ya se puede trastear esta zona. Ahora se marca la opción *Inside* que es para que afecte a la zona interior y no a la exterior de ese poligono o capa poligonal.

Esto último se ve más claro en la asociación con las turbinas, pero en el parque antiguo esto es indiferente.

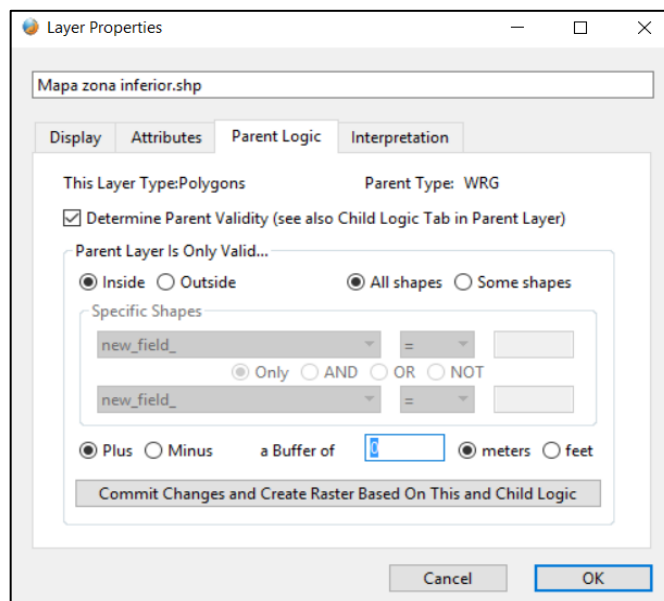


Figura 43: Tercera acción

Todos estos pasos son necesarios hacerlo para todas las capas de mapa de viento y capas poligonales que haya, siempre y cuando quieras que OPENWIND lo reconozca, puedes insertar varias capas de este estilo y en un momento dado usar una y en otro momento otra sin tener que eliminar en insertar constantemente las capas, es cuestión de si te resulta más cómodo así o no.

En el apartado que viene se simulará ya de forma correcta y descrita con el detalle apropiado que se merece ahora que se tiene las asociaciones adecuadas para que la zona inferior detecte a la torre de medida 1 y la zona superior solo a la torre de medida 4.

3.1.2.6 Simulación y resultados

Ya sí, el momento tan esperado, con las relaciones establecidas se selecciona *calculate* para ambos mapas de vientos, primero uno y luego otro. Habrá que seleccionar un área dentro del mapa de color que representa la capa de elevación, al hacerlo aparecerá este cuadro que aparece en la figura 44.

Wind Map Options

Wind Map Domain (grid node coordinates)

☐ North 4774474 m

☒ West 509608 m ☐ East 512748 m

☒ South 4769294 m

Grid Node Spacing 20 m

Number of Nodes in X 158

Number of Nodes in Y 260

Number of Sectors 12

Calculation Heights (up to 6 calculation heights allowed)

30 m 0 m 0 m

0 m 0 m 0 m

Memory Requirements

Memory Required For Calculation ~ 79.5925 MB

Memory Required For Output WindMap 16.3678125 MB

☐ Multithread with a Maximum of 1 Threads

Model Options

Unless you're an expert, these defaults are probably fine as they are.

Default Roughness Length 0.15 m

Height of Atmospheric Boundary Layer 200 m

Monin-Obukhov length (except 0=neutral) 0 m

Max Radius to Search for Roughness Changes 10000 m

Shear Above Boundary Layer (dU/dZ) 0

Horizontal mixing (Tau H) 1

Vertical mixing (Tau V) 0.3

Displacement Height

☐ Enable Displacement Heights

Maximum Obstacle Height 30 m

Recovery Length (multiples of obstacle height) 20

Check Displacement Height Every 10 m

Cancel OK

Figura 44: Creando mapa de viento

Lo primero que nos interesa es Grid Node Spacing, al igual que cuando se hizo la capa de elevación, un número pequeño dará más precisión, sin embargo, pesará más y costará más trabajo simular que con un salto grande donde se renuncia a precisión como ya se dijo en el apartado capa elevación. En elevación yo usé 15 m, aquí he usado 20 m. El peso se puede ver en Memory Requirements.

Lo segundo que nos interesa es Calculation Heights, que se pondrá la altura del aerogenerador del parque antiguo, es decir la altura del buje de la Desa A300, 30 m.

El tercero que nos interesa es Default Roughness Length, donde se pondrá la rugosidad del terreno como una cte, 0.15 m. OPENWIND tiene la opción de insertar también una capa de rugosidad como otra opción distinta a suponerlo cte, aparte de obstáculos y otras tantas posibilidades que aportan bastante precisión.

En la figura 45 se muestra cómo quedaría el mapa y el espacio de trabajo tras simular o calcular los mapas de vientos.

Decir que se puede ordenar y cambiar por ejemplo la capa nueva que ha salido llamada inflow de abajo la parte de arriba, pero de reorganizarlo tener cuidado y no cambiar la asociación metiendo uan dentro de otra que no debe ser.

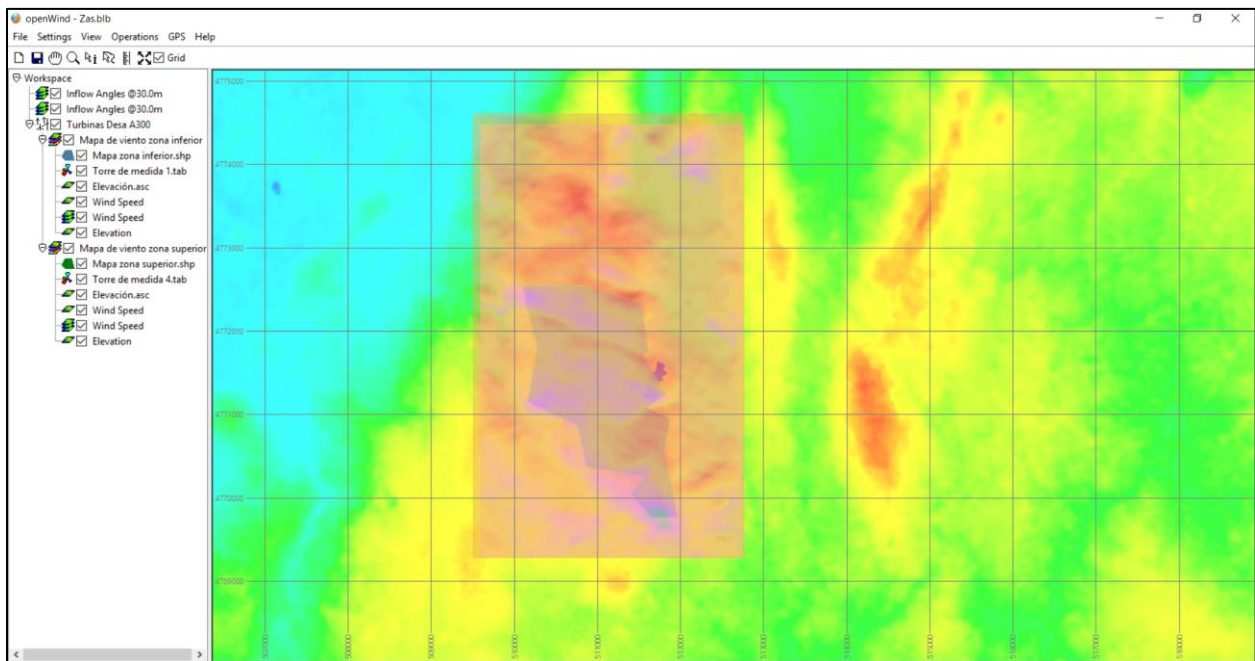


Figura 45: Resultado cálculo mapa de viento

Ya está casi hecho, en operations se selecciona Check Legality para comprobar que está todo correcto y acto seguido se selecciona otra vez operations pero esta vez, ya sí, para calcular la producción del parque pulsando en Energy Capture.

Guardamos el documento que por defecto se hace en formato .txt. Para facilitar su comprensión se puede abrir con un Excel y así encasillar en las celdas cada dato apreciándose cada fila y columna a la perfección.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
41	Gross Energy	58.534595																
42	Net Energy [G]	58.415283																
43	Capacity Fact	27.77																
44	Topographic E	115.088166																
45	Array Efficiency	99.796168																
46	Mean Air Den	1.158769 to		1.167317														
47	Directional Cl Off																	
48	Turbine Sched ON																	
49	Altitude of site	0																
50	Air density at	1.225																
51	Separation Cc Circular																	
52	Separation Di	3																
53																		
54	Inclined Flow	-1.1#IND00																
55																		
56	No roughness layer found.																	
57	Site Name	Index	Label	X [m]	Y [m]	Turbine Type	Hub Height [m]	Rotor Diamet	Capacity [kW]	Terrain Elevat	Mean Free [m]	Mean Wake #	Power Densit	Air Density [kg]	Ideal Yield [M]	Gross Yield [M]	Array Yield [M]	Net Yield [M]
58	Turbinas Desa	1	N/A	510808.29	4773156.05	Desa A300	30	30	300	538.41403	9.357168	9.352132	N/A	1.160769	340.7137	1151.43343	1150.35046	1150.3504
59	Turbinas Desa	2	N/A	510831.23	4773058.02	Desa A300	30	30	300	538.240897	9.230442	9.222606	N/A	1.160789	340.7137	1134.85909	1133.31278	1133.3127
60	Turbinas Desa	3	N/A	510913.54	4772926.67	Desa A300	30	30	300	534.500517	8.742428	8.732692	N/A	1.161211	340.7137	1107.12703	1105.57882	1105.5788
61	Turbinas Desa	4	N/A	510992.23	4772917.14	Desa A300	30	30	300	522.444821	8.384334	8.3754	N/A	1.162574	340.7137	1056.71837	1055.28622	1055.2862
62	Turbinas Desa	5	N/A	511067.02	4772905.49	Desa A300	30	30	300	517.108463	8.428193	8.420234	N/A	1.163177	340.7137	1070.34966	1068.83125	1068.8312
63	Turbinas Desa	6	N/A	511143.52	4772894.73	Desa A300	30	30	300	509.748168	8.367546	8.360062	N/A	1.164008	340.7137	1057.36626	1055.9813	1055.981
64	Turbinas Desa	7	N/A	511218.64	4772884.19	Desa A300	30	30	300	509.078176	8.57609	8.568624	N/A	1.164084	340.7137	1096.88066	1095.76196	1095.7619
65	Turbinas Desa	8	N/A	511295.06	4772873.43	Desa A300	30	30	300	503.35214	8.728036	8.722875	N/A	1.164731	340.7137	1125.83719	1125.09882	1125.0988
66	Turbinas Desa	9	N/A	510852.46	4772962.44	Desa A300	30	30	300	550.915799	9.340151	9.331353	N/A	1.159357	340.7137	1183.41155	1182.10052	1182.1005
67	Turbinas Desa	10	N/A	510641.81	4772852.17	Desa A300	30	30	300	529.921107	8.419842	8.411359	N/A	1.161729	340.7137	1055.24412	1053.43632	1053.4363

Figura 46: Resultados producidos por OPENWIND del parque antiguo

En la figura 47 se muestra un Excel donde se ha sacado la información más relevante.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
2		Ideal Energy [GWh]	50.860655										
3		Gross Energy [GWh]	58.534595										
4		Net Energy [GWh]	58.415283										
5		Capacity Factor [%]	27.77										
6		Topographic Efficiency [%]	115.088166										
7		Array Efficiency [%]	99.796168										
8		Heq	2488.97013										
9													
10		Molino	X [m]	Y [m]	Terrain Elevation [m]	Ideal Yield [MWh/año]	Gross Yield [MWh/año]	Array Yield [MWh/año]	Net Yield [MWh/año]	Heq[h]	Capacity Factor %	WRG	TAB
11		1	510808.29	4773156.05	538.41403	840.7187	1151.433426	1150.350464	1150.350464	3834.501562	43.742888	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
12		2	510831.23	4773058.02	538.240897	840.7187	1134.859085	1133.312779	1133.312779	3777.709278	43.095018	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
13		3	510913.54	4772926.67	534.500517	840.7187	1107.127029	1105.57882	1105.57882	3685.262691	42.040414	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
14		4	510992.23	4772917.14	522.444821	840.7187	1056.718367	1055.286224	1055.286224	3517.620743	40.128003	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
15		5	511067.02	4772905.49	517.108463	840.7187	1070.449655	1068.831252	1068.831252	3540.770815	40.640362	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
16		6	511143.52	4772894.73	509.748168	840.7187	1057.366258	1055.981302	1055.981302	3519.937684	40.154434	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
17		7	511218.64	4772884.19	509.078176	840.7187	1096.880658	1095.761959	1095.761959	3652.539827	41.667121	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
18		8	511295.06	4772873.43	503.35214	840.7187	1125.837191	1125.098821	1125.098821	3750.329378	42.782676	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
19		9	510852.46	4772962.44	550.915799	840.7187	1183.411547	1182.100518	1182.100518	3940.335058	44.950206	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
20		10	510641.81	4772852.17	529.921107	840.7187	1055.24412	1053.43632	1053.43632	3511.454388	40.057659	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
21		11	510683	4772789.71	533.769959	840.7187	1064.952489	1062.554715	1062.554715	3541.84909	40.404393	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
22		12	510725.16	4772728.48	536.572705	840.7187	1066.159663	1063.913052	1063.913052	3546.376817	40.456044	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
23		13	510770.21	4772642.93	542.496967	840.7187	1118.283668	1115.78613	1115.78613	3719.287131	42.428555	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
24		14	510785.37	4772576.21	556.115488	840.7187	1202.566079	1199.958742	1199.958742	3999.862509	45.629278	Mapa de viento zona superior	Torre de medida 4.ta
25		15	510801.36	4772501.84	549.899836	715.373368	813.283724	810.827295	810.827295	2702.757665	30.83228	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
26		16	510831.82	4772429.59	544.444498	715.373368	789.934818	787.701804	787.701804	2625.672704	29.952917	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
27		17	510861.71	4772360.56	536.235001	715.373368	735.067793	732.968196	732.968196	2443.227349	27.871633	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
28		18	510887.78	4772291.2	535.648119	715.373368	740.916059	738.890343	738.890343	2462.967767	28.096826	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
29		19	510913.84	4772225.61	534.596881	715.373368	725.517978	723.458881	723.458881	2411.528558	27.510034	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
30		20	510939.74	4772159.35	521.721274	715.373368	640.595757	639.147948	639.147948	2130.493198	24.304052	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta
31		21	511149.03	4772314.05	514.67441	715.373368	675.009612	673.673836	673.673836	2245.57947	25.616923	Mapa de viento zona inferior	Torre de medida 1.ta

Figura 47: Resultado, resumen

Se puede apreciar como los molinos que están en la zona superior usan el mapa de la zona superior y la rosa de los vientos 4, mientras los que están en la zona inferior usan el mapa de viento de la zona inferior y la rosa de los vientos 1.

Se ha calculado además las horas equivalentes, tiempo que tendría que funcionar a su potencia nominal para producir la energía neta que produce. Se suele emplear como referencia el tiempo de un año, 8766 h.

$$\text{Heq [h]} \times \text{Potencia nominal [kW]} = \text{Energía neta producida [kWh]}$$

$$\text{Heq [h]} = \frac{\text{Energía neta producida [kWh]}}{\text{Potencial nominal [kW]}}$$

Está directamente relacionado con el factor de capacidad, es porcentaje de horas que representa las horas equivalentes con respecto al tiempo de referencia que se ha cogido para la energía, típicamente de un año.

O lo que es lo mismo, la energía neta entre la energía que produciría en el tiempo de referencia, supongamos un año, que es la tomada en OPENWIND.

$$F_c = \frac{\text{Energía neta [kWh]}}{\text{Energía máxima en un año [kWh]}} = \frac{\text{Potencia nominal [kW]} \times \text{Heq [h]}}{\text{Potencia nominal [kW]} \times 8766 [\text{h}]} = \frac{\text{Heq [h]}}{8766 [\text{h}]}$$

En los resultados se puede ver como el molino con más horas equivalente es el número 14 con 3.999,86 horas al que le corresponde un factor de capacidad del 45.63%, mientras el molino con menos horas equivalentes es el número 62 con 1.665,36 horas al que le corresponde un factor de capacidad del 19%.

En la figura 48 se muestran los molinos para que se asocie fácilmente no solo estos recalcados sino también todos en general, las zonas con más y menos horas equivalentes.

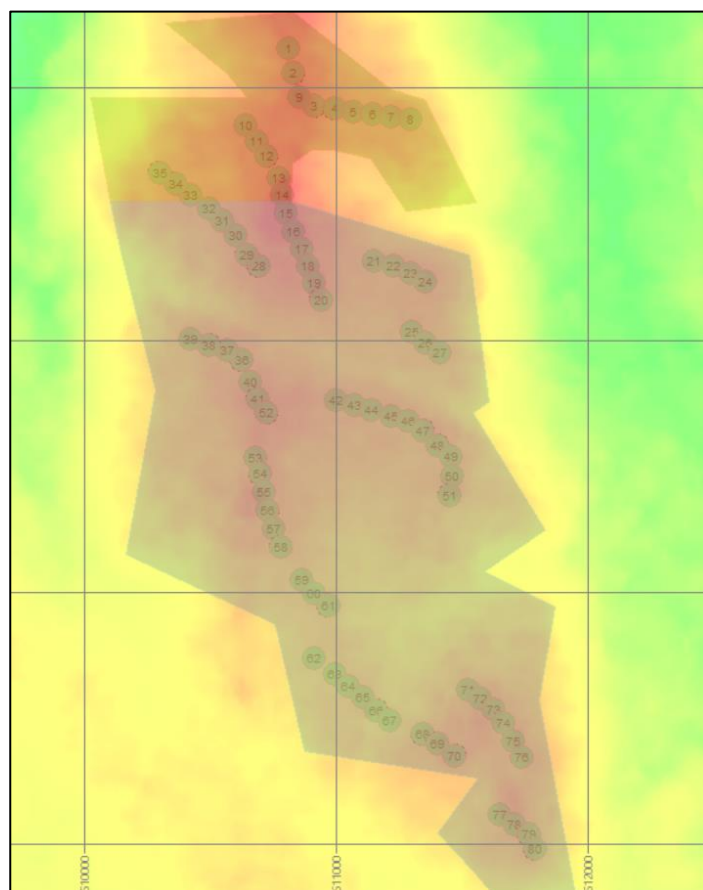


Figura 48: Aerogeneradores

Las horas equivalentes del parque, teniendo en cuenta que cuenta con 80 turbinas de potencia nominal 300 KW, es de 2.434 horas al que le corresponde un factor de capacidad de 27,77%.

Un valor medianamente lógico para un parque eólico Onshore, quizás ligeramente alto.

Aunque me resulta muy extraño el valor del resultado asociado en la zona superior, son muy elevados, lo que me lleva a un análisis y revisión de resultados más profundos.

Cliqueando en la capa de medida 4 aparece como altura de la base de la torre de medida 0 [figura 49]. Esto podría suponer que al extrapolar a la altura si considera que es desde mucho más abajo al subir hasta los más de 300 metros de altura aumentase tanto la producción o horas equivalentes asociados a esa torre, toda la parte superior.

Pero quito la limitación de esta zona, dejando la limitación de la zona inferior que está antes en el orden de capas, de forma que cuando se encuentre con un aerogenerador que no está en la zona inferior que está limitada, lo asociara a la siguiente, quedando la asociación igualmente correcta y así aparece en la información la altura de esta base igual que ha aparecido siempre la rosa de los vientos 1 [figura50].

Tras calcular otra vez compruebo que efectivamente basta con limitar el primer mapa de viento para que respete la asociación, pero los resultados no cambian, confirmando que el hecho de que aparezca ese número o no, no es relevante y el cálculo se lleva a cabo correctamente.

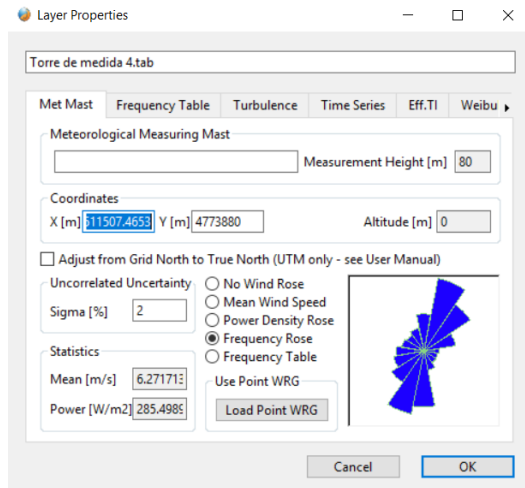


Figura 49: Altura base 0

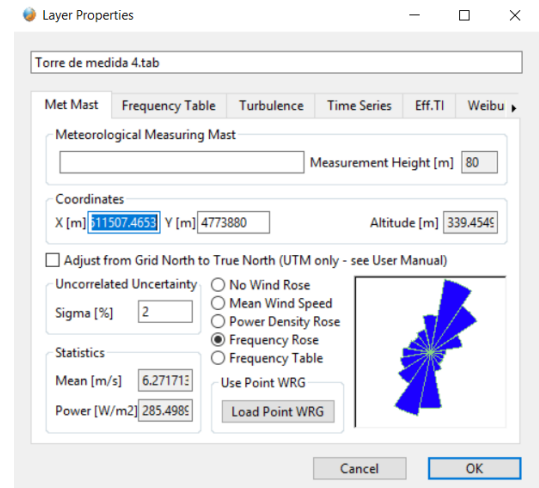


Figura 50: Altura de la base correcta

Después de esto simulo en dos OPENWIND distintos con una sola rosa de vientos asociada, comprobando que con la 4 salen valores muchos más altos que con la 1 para todo el parque. Si bien en cualquier caso la zona superior parece tener vientos ligeramente superiores.

Acto seguido, en la matriz hecha con la Weibull sumo la probabilidad de todas las direcciones para cada velocidad dada (multiplicando la de cada dirección por la probabilidad de que se de en esa dirección), y a cada una de esas probabilidades asociadas a una velocidad le multiplico la potencia específica asociada (potencia por unidad de área) a dicha velocidad. El valor obtenido para la rosa 1 es de 694,2 W/m², mientras que el de la rosa 4 es de 332,4 W/m². Esto lo he hecho asignando potencia 0 en el rango exterior a 4-25. Siendo mucho mejores condiciones las de la rosa de los vientos 1, con la 4 sale más horas equivalentes. Claro que la rosa de los vientos 4 está fuera de la zona, fuera de este canal de viento, de alguna forma al extrapolar ese dato a la zona del parque se eleva demasiado.

Dado esto, decido tomar para mi caso únicamente la rosa de los vientos 1 que se encuentra dentro del parque, al fin y al cabo, no es un parque demasiado grande como para usar dos.

Ahora los resultados se ven bastante más lógicos, la zona superior presenta unas condiciones ligeramente mejores pero razonables.

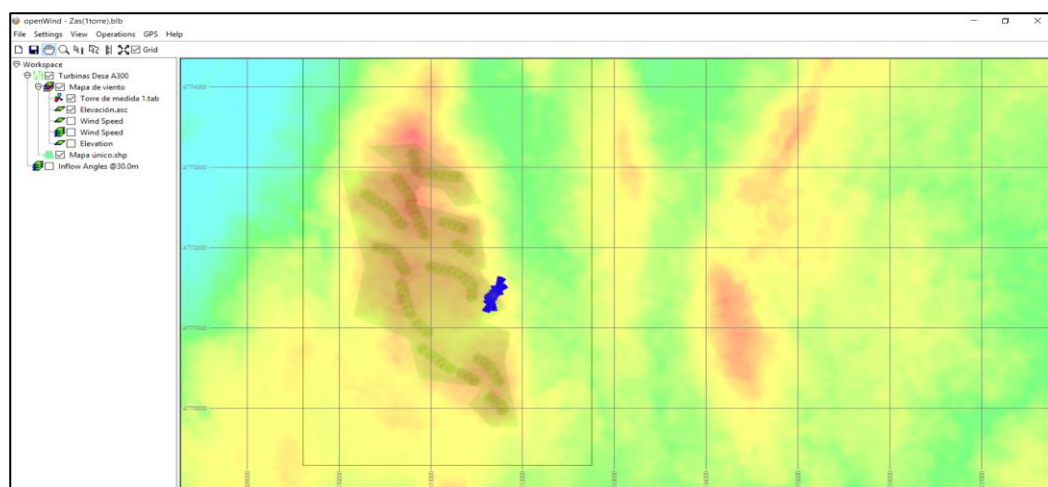


Figura 51: Zas (Una sola rosa de los vientos)

Producción parque antiguo(Una torre).xlsx - Excel												
Alfonso Marquez Fernandez												
Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista ACRÓBAT ¿Qué desea hacer?												
Portapapeles Recortar Copiar Copiar formato Pegar Fuente Calibri 11 A A A Ajustar texto General Formato condicional Dar formato como tabla Estilos Celdas Autosuma Rellenar Ordenar y filtrar Buscar y seleccionar Edición												
A1												
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2		Ideal Energy [GWh]	57.229869									
3		Gross Energy [GWh]	52.060177									
4		Net Energy [GWh]	51.939782									
5		Capacity Factor [%]	24.69									
6		Heq[h]	2164.1576									
7												
8												
9		Molino	X [m]	Y [m]	Terrain Elevation [m]	Ideal Yield [MWh/año]	Gross Yield [MWh/año]	Array Yield [MWh/año]	Net Yield [MWh/año]	Heq[h]	Capacity Factor %	WRG
10	1	510808.29	4773156.05	538.315468	715.373368	803.197268	802.054346	802.054346	2673.514464	30.499682	Mapa de viento	Torre de me
11	2	510831.23	4773058.02	538.305976	715.373368	788.453758	786.804748	786.804748	2622.682534	29.918006	Mapa de viento	Torre de me
12	3	510913.54	4772926.67	534.476251	715.373368	717.251556	715.36751	715.36751	2384.558352	27.202354	Mapa de viento	Torre de me
13	4	510992.23	4772917.14	522.511412	715.373368	656.680637	655.026036	655.026036	2183.420115	24.507827	Mapa de viento	Torre de me
14	5	511067.02	4772905.49	517.016613	715.373368	669.514063	668.059034	668.059034	2226.863447	25.403427	Mapa de viento	Torre de me
15	6	511143.52	4772894.73	509.684452	715.373368	655.826609	654.468551	654.468551	2181.56181	24.886628	Mapa de viento	Torre de me
16	7	511218.64	4772884.19	508.97608	715.373368	696.155476	694.803096	694.803096	2316.010335	26.420378	Mapa de viento	Torre de me
17	8	511295.06	4772873.43	503.171317	715.373368	725.189717	724.21991	724.21991	2414.066373	27.538973	Mapa de viento	Torre de me
18	9	510852.46	4772962.44	550.799318	715.373368	822.791962	821.206497	821.206497	2737.354963	31.226956	Mapa de viento	Torre de me
19	10	510641.81	4772852.17	530.159523	715.373368	664.301131	662.624463	662.624463	2208.748245	25.196763	Mapa de viento	Torre de me
20	11	510683	4772789.71	533.751141	715.373368	674.766402	672.459044	672.459044	2241.530104	25.570729	Mapa de viento	Torre de me
21	12	510725.16	4772728.48	536.517622	715.373368	683.064587	680.829901	680.829901	2269.432983	25.889037	Mapa de viento	Torre de me
22	13	510770.21	4772642.93	543.051446	715.373368	755.918653	753.222465	753.222465	2510.741591	28.641816	Mapa de viento	Torre de me
23	14	510785.37	4772576.21	556.128521	715.373368	839.276128	836.377919	836.377919	2787.926368	31.80386	Mapa de viento	Torre de me
24	15	510801.36	4772501.84	549.617084	715.373368	812.700299	810.215862	810.215862	2700.71957	30.80903	Mapa de viento	Torre de me
25	16	510831.82	4772429.59	544.377449	715.373368	789.861689	787.629134	787.629134	2625.430412	29.950153	Mapa de viento	Torre de me
26	17	510861.71	4772360.56	536.466419	715.373368	736.898664	734.796894	734.796894	2449.322962	27.94117	Mapa de viento	Torre de me
27	18	510887.76	4772291.2	535.661559	715.373368	741.340036	739.314343	739.314343	2464.381109	28.112949	Mapa de viento	Torre de me
28	19	510913.84	4772225.61	534.417794	715.373368	729.809831	727.746662	727.746662	2425.822193	27.67308	Mapa de viento	Torre de me
29	20	510939.74	4772159.35	521.870432	715.373368	640.90367	639.456086	639.456086	2131.520311	24.315769	Mapa de viento	Torre de me
30												
31												
32												
33												
34												
35												
36												
37												
38												
39												
40												
41												
42												
43												
44												
45												
46												
47												
48												
49												
50												
51												
52												
53												
54												
55												
56												
57												
58												
59												
60												
61												
62												
63												
64												
65												
66												
67												
68												
69												
70												
71												
72												
73												
74												
75												
76												
77												
78												
79												
80												
81												
82												
83												
84												
85												
86												
87												
88												
89												
90												
91												
92												
93												
94												
95												
96												
97												
98												
99												
100												

Figura 52: Resultado parque antiguo

Las horas equivalentes totales del parque antiguo son finalmente **2.164,16 horas**.

3.2 Parque nuevo

Ahora, en esta parte se simulará en este mismo emplazamiento otros aerogeneradores más modernos y grandes que los existentes, incluyendo optimización de la posición. Se seleccionará uno de los simulados y se diseñará la posible instalación que sustituya a la anterior.

3.2.1 Selección de aerogeneradores modernos

He decidido seleccionar aerogeneradores de Gamesa, que es una empresa con gran potencia instalada y además es española, fomentando así el empleo y desarrollo de trabajo nacional.

Según la página web thewindpower fue adquirido por Siemens (empresa alemana) en 2.016 pero finalmente pasa a ser Siemens-Gamesa (española). Pero con industria tanto en España como en Alemania.

De los aerogeneradores de este año Siemens-Gamesa no he podido encontrar muchos datos, asique seleccionaré entre los aerogeneradores de Gamesa.

Hay que tener en cuenta la clasificación del viento del emplazamiento y la que soportan los aerogeneradores que quieres colocar. Una turbina con unas palas muy grandes como el de Siemens-Gamesa SG4.2-155 no está hecho para condiciones de viento muy fuerte, sería demasiada fatiga, acortando su vida útil, además de poner en peligro el aerogenerador y deberías seleccionar por ejemplo la variante de 145 m de diámetro o incluso para condiciones de vientos muy fuertes el modelo de 135m.

Observando la IEC 61400-1 [61] se puede encontrar esta clasificación:

Clase de viento	I	II	III	IV
Velocidad media (todas las direcciones)	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	6 m/s

Tabla 2: Clasificación de tipos de viento

En el aplicativo del IDAE, en datos medio anuales, nos muestra para la situación de la rosa de los vientos 1, las siguientes velocidades medias:

Altura	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	7.1	7.97	8.35	8.63

Tabla 3: Velocidad media a distintas alturas

También viene la rugosidad como ya se comentó, de valor 0,15. Haciendo uso de la fórmula:

$$V(z) = V(Z_{ref}) \times \frac{\ln \frac{z}{Rugosidad}}{\ln \frac{Z_{ref}}{Rugosidad}}$$

Se puede obtener a partir de una de esas alturas como referencia, el valor de la velocidad asociada a otra altura de la tabla, de manera que, usando 80 m como referencia, en mi caso he sacado un rango de velocidades entre 80 y 120 m, que se muestra en la siguiente tabla.

Altura [m]	Velocidad [m/s]	Altura [m]	Velocidad [m/s]
80	8.35	101	8.66
81	8.37	102	8.67
82	8.38	103	8.69
83	8.40	104	8.70
84	8.41	105	8.71
85	8.43	106	8.72
86	8.45	107	8.74
87	8.46	108	8.75
88	8.48	109	8.76
89	8.49	110	8.77
90	8.51	111	8.79
91	8.52	112	8.80
92	8.54	113	8.81
93	8.55	114	8.82
94	8.56	115	8.83
95	8.58	116	8.84
96	8.59	117	8.86
97	8.61	118	8.87
98	8.62	119	8.88
99	8.63	120	8.89
100	8.65		

Tabla 4: Variación de la velocidad del viento con la altura

De forma estricta a partir de los 90 metros pasaría de clase II a clase I. Pero esto no es tan sencillo como poner un aerogenerador de clase II para una velocidad media del emplazamiento de 8,49 m/s, y de clase I para velocidad media de 8,51 m/s.

Esto realmente merece un estudio más exhaustivo que yo no voy a llevar a cabo. O por lo menos, para cada posición de aerogenerador tras la optimización de la posición realizar este estudio de velocidades a distintas alturas y ver si a la altura del buje está o no por encima de un determinado valor, de manera que podría haber un sitio en el que se puede elevar a una cierta altura y en otro a otra, o usar dos tipos de aerogeneradores en todo el emplazamiento. Pero tras cambiar la altura de alguno de ellos o usar otro modelo adicionalmente habría que optimizar otra vez. Por simplicidad para este estudio voy a asociar a este rango entre 80 y 120 m el que con diferencia tienen más cerca y es la clase II con una velocidad de 8,5 m/s. Cosa que además facilita la búsqueda de aerogenerador dado que la clase II es la más común de entre todas las clases de turbinas que se fabrican.

Dicho esto, primero se seleccionan los aerogeneradores que por determinadas características generales parecen candidatos potenciales. En mi caso he seleccionado estos modelos de Gamesa:

- G132-5 (h=95 m)
- G132-5 (h=120 m)
- G132-3.3 (h=84 m)
- G132-3.3 (h=97 m)
- G132-3.3 (h=114 m)
- G128.5 (h=95 m)
- G128-5 (h=120 m)

Estos modelos son todos de clase II según su catálogo, cuentan con más alturas disponibles todavía más altas, pero a 140 metros por ejemplo la velocidad media del emplazamiento es ya de 9,09 m/s, muy superior sin duda a los 8.5 m/s y habría que usar indiscutiblemente clase I. Aunque quizás en el punto de menos viento del parque esté a menos de 8,5 m/s, no deja de ser una posibilidad, pero se descartan esas alturas tan elevadas.

El tema de precios de aerogenerador es algo bastante difícil de encontrar, (todavía de segunda mano no tanto), de forma que he hecho uso de un estudio disponible gratuitamente en la página web de NREL [28].

En la mayoría de los sitios hablan de precios de aerogeneradores por megavatio, cuando hay otras partes influyentes como el diámetro de la pala o la altura, de forma que dos aerogeneradores con igual potencia pueden tener un precio bastante diferente por las diferencias de dimensiones, sin embargo, en este estudio se obtiene el precio en función de altura, diámetro y potencia que si bien es cierto es la más influyente en el precio, pero no tanto como para despreciar las demás características.

De esta forma para los aerogeneradores seleccionados, en mi caso me salen los siguientes precios:

Modelo	Diámetro	Potencia	Altura del buje	Coste individual molino	Coste individual molino por megavatio
G132-5 (h=95)	132 m	5 MW	95 m	5,422,200.00 €	1,084,440.00 €
G132-5 (h=120)	132 m	5 MW	120 m	5,626,300.00 €	1,125,260.00 €
G128-5 (h=95)	128 m	5 MW	95 m	5,237,200.00 €	1,047,440.00 €
G128-5 (h=120)	128 m	5 MW	120 m	5,430,200.00 €	1,086,040.00 €
G132-3.3 (h=84)	132 m	3.25 MW	84 m	3,907,900.00 €	1,202,430.77 €
G132-3.3 (h=97)	132 m	3.25 MW	97 m	4,013,900.00 €	1,235,046.15 €
G132-3.3 (h=114)	132 m	3.25 MW	120 m	4,152,700.00 €	1,277,753.85 €

Tabla 5: Precio de los aerogeneradores modernos seleccionados

Esta estimación de coste de aerogenerador incluye obra civil, transporte, palas, torre, generador, caja de cambios, control Pitch ... y hasta su nariz.

En la tabla se puede ver desde el modelo G128-5 (h=95), que pasar de 128 m a 132 m de diámetro es similar a pasar de 90m a 120 m de altura de buje en orden de magnitud de precio.

Detengámonos un momento.

$$P = \frac{1}{2} \times \pi \times \left(\frac{D^2}{2}\right) \times \rho \times v^3 = \frac{\pi \times \rho}{8} \times D^2 \times v^3$$

Si sube h, sube v. Aquí se muestra cómo afecta idealmente el cambiar o el diámetro o la altura.

$$\frac{\pi \times \rho}{8} \times 128^2 \times 8,89^3 = \frac{\pi \times \rho}{8} \times 11,511 \times 10^6$$

$$\frac{\pi \times \rho}{8} \times 132^2 \times 8,57^3 = \frac{\pi \times \rho}{8} \times 10,961 \times 10^6$$

Subir h parece más representativo aparentemente que subir D. De todas formas, no se descartará nada de la tabla y se simularán todos.

Se planteará además de para cada tipo de aerogeneradores y altura dos casos distintos el repotenciar manteniendo la potencia, o prácticamente manteniéndola, que no haya cambio sustancial (menor del 10 %) y el caso de repotenciar hasta un 40 % sin superar este valor.

El parque actual que se quiere repotenciar cuenta con un total de 80 molinos eólicos de 300 KW, lo que supone 24 MW de potencia instalada. En el caso de mantener la potencia, con los molinos de 5 MW se instalarían 25 MW y en el caso de los molinos de 3.25 MW se instalaría un total de 26 MW.

En el caso de aumentar un 40 % el límite es de 33,6 MW, para los molinos de 5 MW se instalaría 30 MW y para los molinos de 3.25 MW se instalaría 32.5 MW. De forma que se ha aumentado en menos de un 40 %.

3.2.2 OPENWIND

Ahora hay que aplicar lo mismo que en el apartado 3.1.2 pero usando esta vez los aerogeneradores modernos, se puede reciclar lo que se ha hecho anteriormente, pero cambiando ciertas cosas aparte de la turbina como es el mapa de viento, ahora será a una altura mucho mayor por la mayor altura del buje de los aerogeneradores modernos.

3.2.2.1 Simulación

Pero ahora el cambio importante adicional que hay que hacer es el de mapa poligonal único de toda la región de donde no se quiere que salga los molinos, esto es muy importante dado que ahora no se está analizando la producción de unos molinos fijos, sino que se está diseñando una instalación nueva para sustituir a la anterior y se quiere maximizar esa producción, por lo que hay que limitar la zona para usar la opción de optimización que no se ha usado anteriormente.

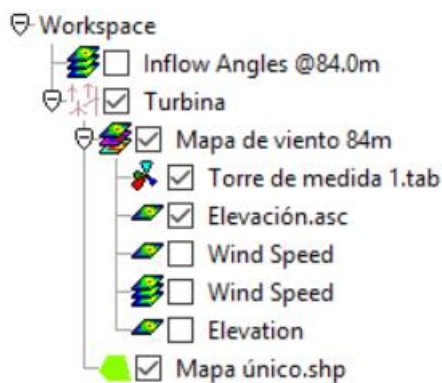


Figura 53: Capas

Esta vez se quiere asociar la capa poligonal (de todo el parque) a la turbina, se introduce la capa poligonal dentro de la capa turbina y para que lo reconozca en la capa turbina en la pestaña child logic se selecciona -ve en la capa poligonal como se muestra en la imagen 55. En la figura 54 se selecciona inside para que la turbinas se queden dentro del polígono, si se quisiese que no entrase como se haría por ejemplo una zona protegida se debe seleccionar outside en la capa poligonal, en este caso como es para que al optimizar busque la posición más adecuada automáticamente sin salirse de la región que es el parque se selecciona inside.

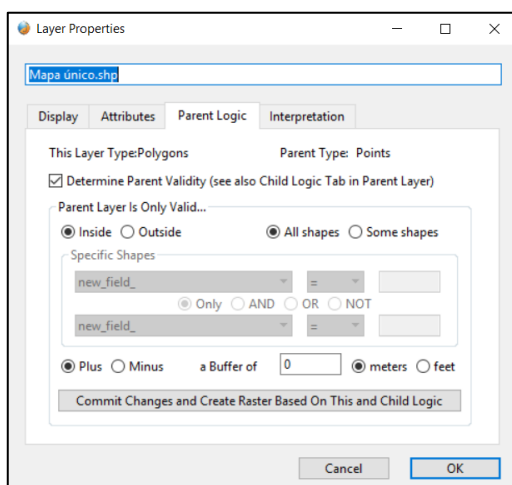


Figura 54: Relación poligonal-turbina 1

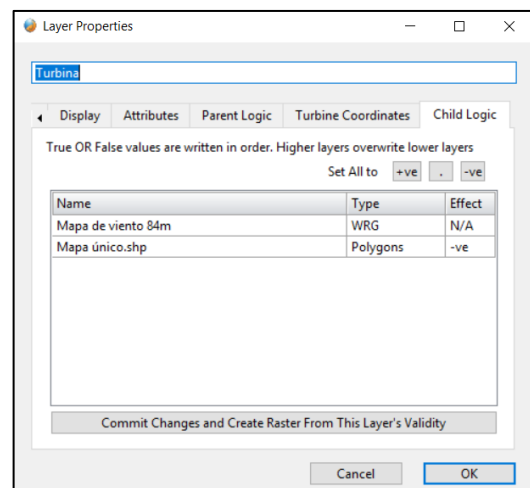


Figura 55: Relación poligonal-turbina 2

Si se quisiera asociar rosas de los vientos y mapas de vientos a turbinas se haría como se explicó anteriormente, se pueden tener tantas capas poligonales de distinta aplicación como se necesite, son sencillas de aplicar y muy útiles.

Los resultados de generación obtenidos de la simulación se muestran en la siguiente figura:

Potencia Mantenida [~24MW]						
Modelo	NºMolinos	Pot.instalada [MW]	Heq [h]	Energía Neta [GWh]	Coste individual molino	Inversión
G132-5(h=95)	5	25	4699.49	117.49	5,422,200.00 €	27,111,000.00 €
G132-5(h=120)	5	25	4852.79	121.32	5,626,300.00 €	28,131,500.00 €
G128-5(h=95)	5	25	4504.94	112.62	5,237,200.00 €	26,186,000.00 €
G128-5(h=120)	5	25	4658.73	116.47	5,430,200.00 €	27,151,000.00 €
G132-3.3(h=84)	8	26	6227.51	161.92	3,907,900.00 €	31,263,200.00 €
G132-3.3(h=97)	8	26	6297.31	163.73	4,013,900.00 €	32,111,200.00 €
G132-3.3(h=114)	8	26	6383.36	165.97	4,152,700.00 €	33,221,600.00 €

Tabla 6: Desglose aerogeneradores (Potencia mantenida)

Potencia Aumentada [~33,6MW]						
Modelo	NºMolinos	Pot.instalada [MW]	Heq [h]	Energía Neta [GWh]	Coste individual molino	Inversión
G132-5(h=95)	6	30	4675.58	140.27	5,422,200.00 €	32,533,200.00 €
G132-5(h=120)	6	30	4833.16	144.99	5,626,300.00 €	33,757,800.00 €
G128-5(h=95)	6	30	4480.62	134.42	5,237,200.00 €	31,423,200.00 €
G128-5(h=120)	6	30	4638.62	139.16	5,430,200.00 €	32,581,200.00 €
G132-3.3(h=84)	10	32.5	6112.60	201.72	3,907,900.00 €	39,079,000.00 €
G132-3.3(h=97)	10	32.5	6180.68	203.96	4,013,900.00 €	40,139,000.00 €
G132-3.3(h=114)	10	32.5	6269.58	206.90	4,152,700.00 €	41,527,000.00 €

Tabla 7: Desglose aerogeneradores (Potencia aumentada)

Los resultados de horas equivalentes que aparecen en la tabla son de todo el parque entero según la instalación del aerogenerador que aparece en la primera columna. Las horas equivalentes parecen algo elevadas probablemente por la idealización de la simulación del parque al no incluir capas de obstáculos, de rugosidades etc. Es una simulación sencilla donde se ha utilizado solo lo meramente imprescindible.

De todas formas, relativamente entre ellas tiene sentido, el parque antiguo con una altura del buje de 30 m y de tecnología más antigua tiene unas horas equivalente en torno a las 2.100, mientras que los aerogeneradores modernos con altura de entre los 80 y los 120 m cuentan con muchas más horas equivalentes.

Comparando los aerogeneradores modernos entre sí podría esperarse que los de 5 MW que son los más grandes tienen más horas equivalentes que los de 3.25 MW, pero en altura son similares y comparando la curva que relaciona la potencia con la velocidad, a carga parcial los de 3.25 MW tienen una potencia notablemente mayor que los de 5MW hasta que se acerca a la nominal donde la de 5 MW lo supera, pero claro, la de 3.25 MW ya está en su nominal o casi, de modo que el resultado de horas de funcionamiento equivalente como si funcionase a carga nominal de forma constante es mayor. Para que el de 5 MW tuviese más horas equivalentes la frecuencia de vientos asociados al funcionamiento a carga nominal debería ser considerablemente mayor que el funcionamiento a carga parcial.

En la figura 56 se muestra la curva de la Weibull asociada a la rosa de los vientos, la curva azul se ha hecho reciclando una labor anterior donde para cada velocidad se suman la multiplicación de cada probabilidad de que se dé en una dirección por la probabilidad de que se dé esa velocidad con los parámetros C y K de esa dirección. En verde se muestra la Weibull a partir de los parámetros C y K globales para cualquier dirección obtenido del IDAE.

Empleando los parámetros globales se hace uso de la fórmula de Excel de la que ya se habló en la creación de la capa torre de medida DISTR.WEIBULL(v; K; C; verdadero).

La probabilidad de que sople viento con velocidad entre 2 y 11 m/s que es el funcionamiento a carga parcial del aerogenerador de 3.25 MW es de 0,6959 en tanto por uno, mientras que la de que sople a más de 13,5 m/s que es cuando el aerogenerador de 5 MW alcanza su potencia nominal es de 0,1307.

Las probabilidades mencionadas se sacarían dada la explicación de que son esas fórmulas en el apartado de creación de la capa torres de medidas de la siguiente forma:

Caso 1

DISTR.WEIBULL(11; K; C; VERDADERO) - DISTR.WEIBULL(2; K; C; VERDADERO)

Caso 2

DISTR.WEIBULL(13.5; K; C; VERDADERO)

La primera para la probabilidad de que sople entre 2 y 11 m/s de velocidad y la segunda de que sople a más de 13,5 m/s de velocidad.

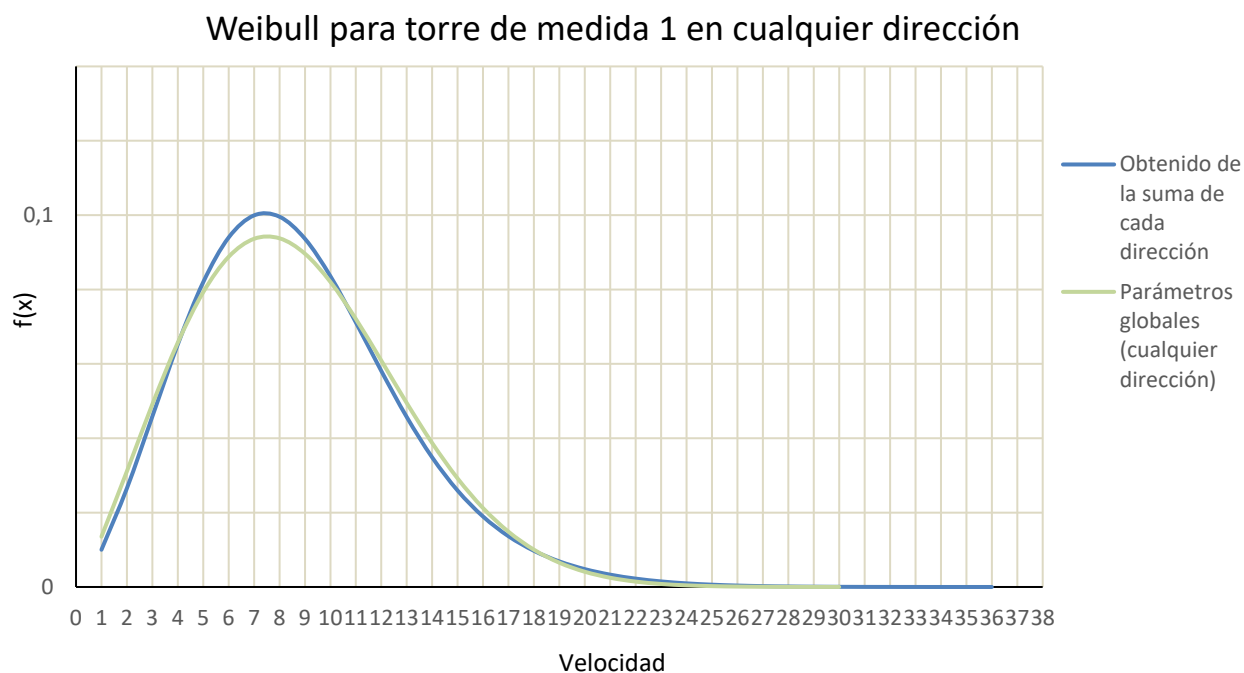


Figura 56: Distribución de Weibull de la rosa de los vientos 1

Todo esto justifica independientemente de lo elevado o no que sea el número de horas equivalentes, el hecho de que sea mayor las horas equivalentes del aerogenerador de 3.25 MW que el de 5 MW.

Por otro lado, quiero recalcar que la energía neta es la producida por toda la instalación a lo largo de un año, evidentemente no es que el parque vaya a producir exactamente esa cantidad todos los años, es solo una estimación asociada a las estadísticas, igualmente que con las horas equivalentes dado que ambas están asociadas directamente.

El precio de la columna inversión es la multiplicación del coste individual por el número de molinos que supone la instalación del tipo de aerogenerador asociado a su fila.

3.2.2.2 Comparación turbinas modernas

En la tabla 8 se muestra los resultados económicos en caso de mantener la potencia instalada, asociados a las simulaciones obtenidas, y en la tabla 9 igual, pero en el caso de aumentarla hasta un cuarenta por ciento.

Potencia Mantenido (~24MW)								
Modelo	Pot. instalada [MW]	Energía Neta [GWh]	Inversión aerogenerador[€]	Precio Electricidad [€/GWh]	Ope&Man	TIR	VAN	Payback
G132-5(h=95)	25	117.487212	27111000.00	42130	500000	16.01%	20388938.48	8.69
G132-5(h=120)	25	121.31978	28131500.00	42130	500000	15.99%	21092052.85	8.71
G128-5(h=95)	25	112.623419	26186000.00	42130	500000	15.80%	19126553.02	8.84
G128-5(h=120)	25	116.468148	27151000.00	42130	500000	15.82%	19890636.54	8.83
G132-3.3(h=84)	26	161.915136	31263200.00	42130	520000	19.94%	36003738.61	6.58
G132-3.3(h=97)	26	163.730013	32111200.00	42130	520000	19.64%	35971940.20	6.71
G132-3.3(h=114)	26	165.96743	33221600.00	42130	520000	19.24%	35867769.99	6.87

Tabla 8: Comparación de aerogeneradores modernos (potencia mantenida)

Potencia Aumentada [~33,6MW]								
Modelo	Pot.instalada [MW]	Energía Neta [GWh]	Inversión aerogenerador[€]	Precio Electricidad [€/GWh]	Ope&Man	TIR	VAN	Payback
G132-5(h=95)	30	140.267319	32533200	42130	600000	15.91%	24144120.13	8.76
G132-5(h=120)	30	144.994882	33757800	42130	600000	15.91%	25045639.10	8.76
G128-5(h=95)	30	134.418607	31423200	42130	600000	15.69%	22623788.70	8.92
G128-5(h=120)	30	139.158693	32581200	42130	600000	15.73%	23597539.62	8.89
G132-3.3(h=84)	32.5	201.715776	39079000	42130	650000	19.87%	44699692.70	6.61
G132-3.3(h=97)	32.5	203.962354	40139000	42130	650000	19.56%	44650042.45	6.74
G132-3.3(h=114)	32.5	206.896142	41527000	42130	650000	19.18%	44581450.00	6.90

Tabla 9: Comparación de aerogeneradores modernos (potencia aumentada)

El precio de venta de la electricidad se ha puesto en [€/GWh] para multiplicarlo directamente por la energía generada. El precio usado se ha obtenido de OMIE, usando un valor sobre el que ha oscilado en los últimos años. En figura 56 se puede ver el valor cogido de la línea morada que es la media aritmética del precio a lo largo de un año en España. Se ha cogido el valor que aparece en el año 2.014 de 42,13 €/MWh.

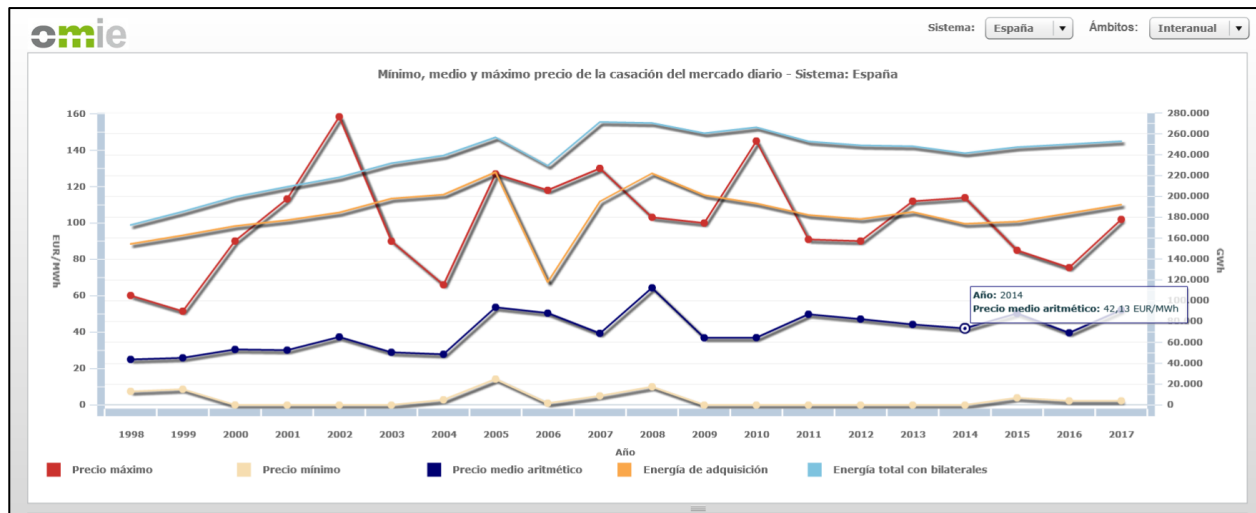


Figura 57: Precio medio de la electricidad en España

El gasto asociado a operación y mantenimiento que es en función de la potencia instalada se ha sacado de la página web [29]. Con todos estos datos se han obtenido los flujos de caja que en conjunto con la inversión de esos aerogeneradores o coste inicial se ha sacado el VAN y el TIR.

Para el TIR se ha hecho uso de la fórmula de Excel **TIR ()**, donde lo que va dentro del TIR son todos y cada uno de los flujos de caja más el coste inicial.

El VAN se ha hecho sin fórmula de Excel, se ha tomado cada flujo de caja y se ha actualizado de la siguiente forma:

$$VAN = - \text{Coste inicial} + \sum_{n=1}^n \frac{\text{Flujo de caja } n}{(1 + K)^n}$$

K es el coste capital que con independencia de si la financiación es mediante el modelo francés (o español), americano o el modelo italiano, son iguales entre sí y además coinciden con el tanto por ciento de interés siempre que no haya comisión ni nada especial.

N es el número del sumatorio correspondiente al número de año, que se ha tomado hasta 25 estimado como vida media del parque.

Los flujos de caja son los ingresos de la energía generada anual multiplica por su precio de venta estimado y se le resta el gasto anual asociado a operación y mantenimiento.

Decir que el TIR es el coste capital límite a partir del que técnicamente es rentable una inversión y es el valor de K cuando el VAN es igual a cero porque también es técnicamente rentable si el VAN es mayor que cero.

Ambas dicen lo mismo de una forma distinta, de este hecho explicado se deduce fácilmente que lo que se quiere es una TIR y un VAN lo más alto posible. Si el VAN sale ligeramente mayor que cero, aunque sea rentable nadie se la juega. Para realizar la inversión haría falta unos números elevados que inspiren confianza, claro que si son demasiado elevados puede no inspirar demasiada confianza en el sentido de que quien ha hecho el estudio se ha pasado estimando y encima desde el punto de vista positivo frente al de margen de seguridad o que ha cometido algún tipo de error.

Al coste capital K se le puede sumar un término de seguridad llamado factor de riesgo a la hora de actualizar los flujos de caja.

El payback es el valor de n que hace que el VAN acumulado hasta ese periodo sea cero, es decir el tiempo que se tarda en recuperar la inversión.

Se obtiene sumando por un lado el valor entero de n asociado al último valor negativo del VAN acumulado y por otro la división del valor absoluto del último valor negativo del VAN acumulado entre el valor de VAN no acumulado correspondiente a n más uno. Esto es sencillo de ver si se hace un ejemplo cualquiera de flujos de caja interpolando entre el valor negativo previo y el valor positivo posterior del VAN acumulado.

Para ello se hace uso de las funciones de Excel **CONTAR.SI(selección de fila;"<0")**, que devuelve el número de columna del último valor negativo de la fila seleccionada y la función **INDICE(selección de fila; fila; columna)** marcando en columna el valor devuelto por la función anterior, devolverá el valor de la celda que se hace referencia con las entradas. Esto sería para una disposición a lo largo de la horizontal, si fuese a lo largo de la vertical el valor devuelto por la primera función se introduciría en fila, porque la n es el número del sumatorio del flujo de caja.

Para complementar el estudio se ha cogido un valor de K menor que el TIR prácticamente al azar, con todo esto será suficiente para escoger el aerogenerador con el que se diseñará la infraestructura eléctrica del parque nuevo. Cuando se complete el estudio con el aerogenerador que se escoja se realizará más detallado o para varios valores de coste capital, pero para escoger aerogenerador es suficiente, además con la obtención del TIR se puede comparar sin necesidad de coste capital. Si bien las inversiones con menos inversiones iniciales suelen ser candidatos de obtener mejores TIR.

También existe la posibilidad de que se financie con fondos propios, pero sin conocimiento de la empresa no se puede saber cuál es, en caso de que se financie con fondos propios el coste capital no es necesariamente cero.

No profundizaré en este hecho, pero, por ejemplo, una empresa que tiene acciones de un determinado valor que reporta beneficios por su posesión, esos beneficios que le supone la posesión de la acción frente al dinero obtenido por la venta de esa acción es el coste que le supone ese dinero. También se puede tener en cuenta lo que deja de ganar por mantener el dinero en el banco, pero no es necesario, es como si fuera otra inversión, el que más beneficios aporta es el que se lleva a cabo.

Los mejores resultados son con diferencia los aerogeneradores de 3,25 MW como se preveía por los resultados de la simulación con la mayor hora equivalente. En concreto el de 84 m de altura de buje destaca ligeramente, sobre los demás, TIR y VAN más alto y Payback más bajo. Aunque las máquinas más grandes son más baratas por MW instalado, tienen menos horas equivalentes, generando menos energía para una potencia de parque fijada, haciendo que los flujos de caja sean mayores.

Quizás la dificultad está en decidir entre mantener o aumentar la potencia instalada del parque, podría hacerse para los dos y comparar ambos con el antiguo, pero se seleccionará uno de ambos a modo de eficiencia en tiempo empleado en el estudio.

El que tiene la potencia mantenida tiene un TIR de siete décimas de porcentaje mayor y un payback de 0,03 menor, pero a costa de esa pequeña diferencia en esos parámetros el VAN es muchísimo mayor en el de potencia aumentada de manera que se escoge el diseño de potencia aumentada.

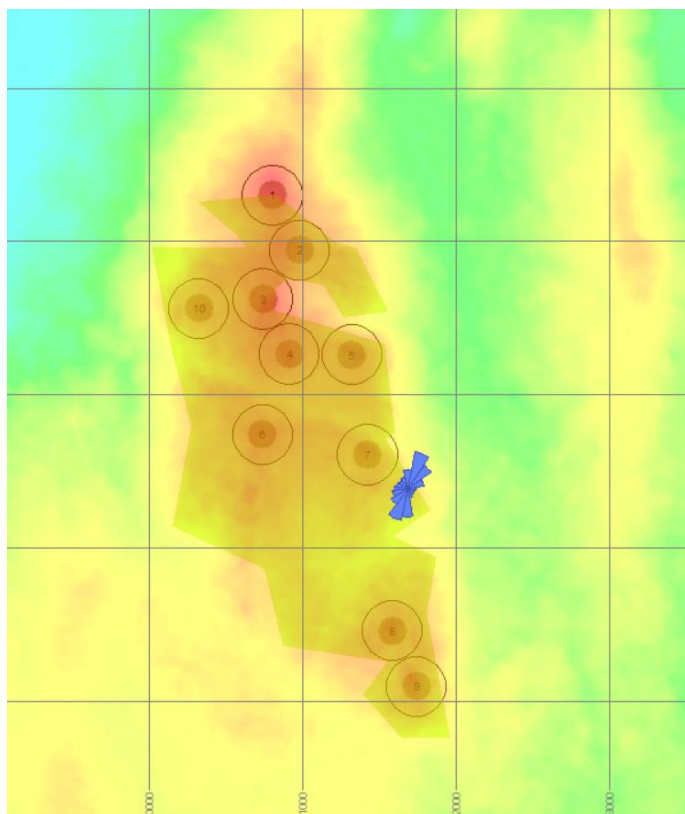


Figura 58: Parque repotenciado a 32,5 MW

El molino que está arriba del todo está pegado al límite superior, justo en el límite y he puesto la coordenada de dicho molino en Google maps y está muy pegado a una cabaña (pico de meda) como se muestra en la imagen 59 en el punto rojo. No esperaba que lo fuese a poner justo en el límite en la optimización, se puede ver como ligeramente debajo hay en el parque antiguo (el actual) un molino que también está muy pegado pero no tanto y además es que es más pequeño que el nuevo, de forma que he decidido bajar el límite superior del parque y volver a optimizar la instalación que ya he escogido, porque aunque la zona superior es ligeramente mejor en lo que a condiciones de viento se refiere, esa pequeña diferencia de limitación no supondrá una diferencia importante en la producción final y parte de esa pequeña diferencia que bajará ligeramente las horas equivalentes del seleccionado, lo hará también para el resto de posibilidades y estoy seguro de que seguiría siendo esta opción la mejor con resultados casi similares pero de todas formas, veamos la nueva optimización y simulación.

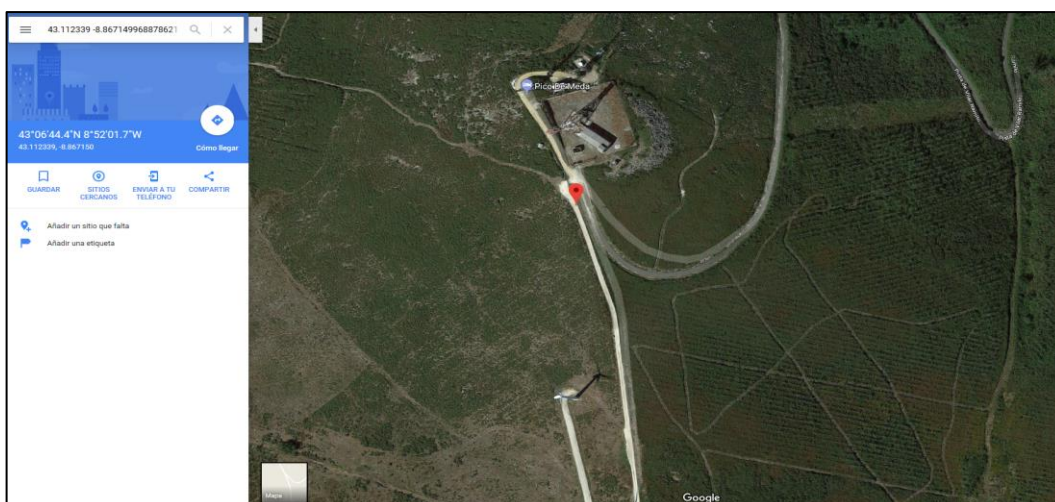


Figura 59: Cabaña zona superior

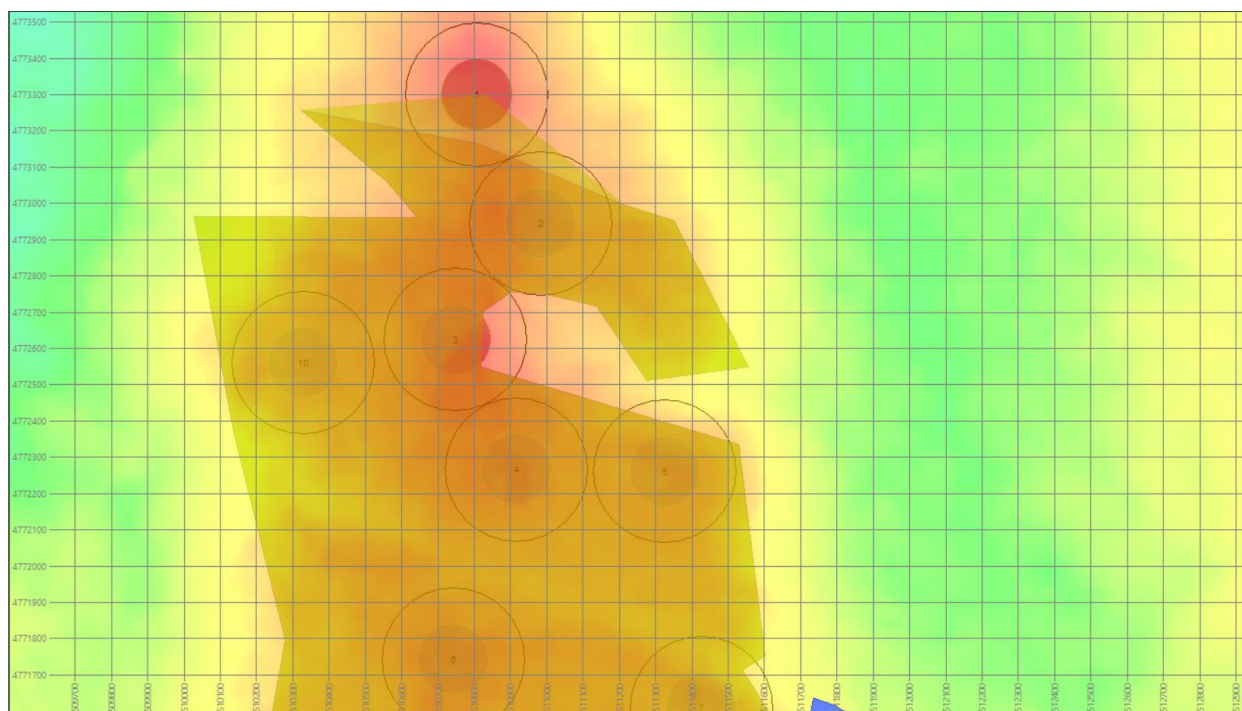


Figura 60: Modificación

En la figura 60 se puede ver la modificación del límite de la zona mediante la capa poligonal, donde se ha cogido una altitud similar a la del molino superior ya existente, quedando el resultado de la simulación que se muestra en la figura 61.

Ideal Energy [GWh]		196.66333											
Gross Energy [GWh]		201.405205											
Net Energy [GWh]		201.380882											
Capacity Factor [%]		70.65											
Heq[h]		6099.420667											
	Molino	X [m]	Y [m]	Turbine Type	Terrain Elevation [m]	Ideal Yield [MWh/año]	Gross Yield [MWh/año]	Array Yield [MWh/año]	Net Yield [MWh/año]	Heq[h]	Capacity Factor %	WRG	TAB
1	511327.92	4772260.17	G132-3.3(h=84m)	516.382251	19666.33302	20041.32698	20027.56121	20027.56121	6162.326537	70.298044	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
2	510830.19	4773155.49	G132-3.3(h=84m)	538.472063	19666.33302	20524.18764	20514.41651	20514.41651	6312.128185	72.006938	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
3	510748.51	4772622.9	G132-3.3(h=84m)	541.225555	19666.33302	20458.25917	20438.56107	20438.56107	6288.788009	71.74066	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
4	510922.18	4772266.92	G132-3.3(h=84m)	535.029706	19666.33302	20196.24544	20174.12482	20174.12482	6207.423049	70.812492	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
5	510327.62	4772561.5	G132-3.3(h=84m)	507.121297	19666.33302	19844.02338	19833.63698	19833.63698	6102.657515	69.617357	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
6	510743.27	4771740.93	G132-3.3(h=84m)	526.717211	19666.33302	19969.18386	19952.29222	19952.29222	6139.166853	70.033845	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
7	511428.36	4771601.4	G132-3.3(h=84m)	504.59193	19666.33302	19977.28318	19968.88315	19968.88315	6144.271733	70.09208	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
8	511589.38	4770460.68	G132-3.3(h=84m)	517.408313	19666.33302	20184.99625	20179.65145	20179.65145	6209.123565	70.831891	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
9	511748.74	4770097.95	G132-3.3(h=84m)	508.515447	19666.33302	20233.9819	20228.98539	20228.98539	6224.303209	71.005056	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	
10	511167.66	4772921.26	G132-3.3(h=84m)	512.604365	19666.33302	19975.71684	19962.76966	19962.76966	6142.390637	70.070621	Mapa de viento 84m	Torre de medida 1.tab	

Figura 61: Resultado repotenciación con la modificación del límite superior

Se comprueba en la imagen 62 que las posiciones casi no han cambiado, principalmente han cambiado los dos molinos superiores. Las horas equivalentes han pasado de 6.112,6 horas a **6.099,42 horas** y de 201,72 GWh a **201,28 GWh**, lo que refuerza lo dicho anteriormente de que los resultados relativos de comparación serán iguales o prácticamente iguales.

Para la figura 62 en la opción *display* se ha cambiado el diámetro del círculo interior a 132 m en lugar del que viene por defecto.

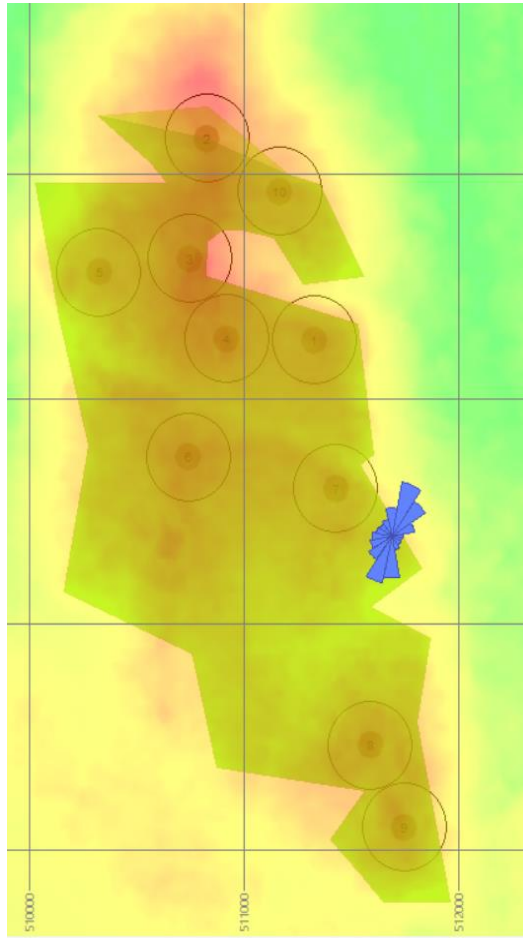


Figura 62: Parque repotenciado modificado

Ahora sí, está todo dispuesto para la parte del estudio referente a la parte eléctrica para los 10 aerogeneradores G132 (h=84m), que suponen una instalación de 32,5 MW.

4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Esta parte como se ha podido prever consiste en diseñar la aparamenta eléctrica, la red de media tensión que une el aerogenerador con la subestación cuya localización también habrá que elegir con algún criterio y cuidar ciertos detalles para el diseño de la subestación. Dicho esto, aclarar que no se llegará a profundizar demasiado en su diseño.

4.1 Diseño de la red de media tensión

Esta parte consiste en diseñar el cableado que va desde los aerogeneradores hasta las celdas de la subestación, escogiendo unos parámetros determinados como es la tensión o el material mediante los cuales se obtendrá secciones adecuadas que gracias al criterio térmico no se van a deteriorar en forma alguna, con el criterio de caída de tensión se mantendrá mejor los niveles pertinentes de tensión, a parte de traducir se en menos pérdidas el tener una caída de tensión baja. También se va a llevar a cabo un análisis aproximado mediante criterio económico, basado en que una mayor sección es más cara, pero reduce las pérdidas energéticas que a largo plazo puede suponer un ahorro económico importante, la cosa está en si ese ahorro conseguido por reducir pérdidas al aumentar sección es mayor que el aumento de coste de cableado.

Para el criterio térmico será necesario el reglamento técnico de líneas de alta tensión (**LAT**), en concreto al **ITC-LAT 06** que es el asociado a líneas subterráneas y en complemento al reglamento de alta tensión (**RAT**) son necesarios para toda elaboración de un proyecto en tensiones superiores a 1 Kv.

El **ITC-LAT 06** está basado en la norma **UNE 211435** (Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución), se pueden usar tanto el LAT 06 como la norma **UNE 211435** para el diseño de los cables, ambas tienen los mismos valores evidentemente.

El **ITC-LAT 06** muestra las siguientes tensiones normalizadas existentes (tabla 10) y no se debe coger (en principio) otra que no esté en esta tabla, las que tienen un asterisco son las recomendadas. Las de 20 y 66 Kv son para distribución (media tensión) y las de 220 y 400 Kv son las de transporte 3(alta tensión). Hay que tener cuidado porque, aunque se llama media tensión, la tensión está clasificada como alta por superar el kilovoltio.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 10: Tensiones nominales normalizadas

Se considerará categoría A donde los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y antes de 1 minuto y previendo que no serán frecuentes.

En la siguiente tabla, (tabla 11), sacada también del LAT 06, se muestra las tensiones de asilamiento.

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U ó U_s kV	U_0 kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Tabla 11: Tensiones de aislamiento de los cables y accesorios

Con respecto a la tabla 11, dado lo bien que lo explica la normativa, lo cito textualmente: «Los cables y sus accesorios deberán designarse mediante U_0/U para proporcionar información sobre la adaptación con la aparamenta y los transformadores. A cada valor de U_0/U les corresponde una tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo U_p .

La tensión asignada del cable U_0/U se elegirá en función de la tensión nominal de la red (U_n), o tensión más elevada de la red (U_s), y de la duración máxima del eventual funcionamiento del sistema con una fase a tierra (categoría de la red), tal y como se especifica en la tabla 2».

En este caso la opción resultante es 20 Kv de tensión nominal que recomendaba en la anterior tabla, que le corresponde según esta tabla 24 Kv como tensión más elevada de la red y como categoría A le corresponde para estos parámetros la relación U_0/U de 12/20, además de 125 Kv de de tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo U_p . Vuelvo a citar de la normativa:

«Siendo U_0 la Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U la tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

U_p el valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.»

Los cables serán apantallados, protegidos contra la corrosión y dotados de una resistencia mecánica suficiente cumpliendo con la normativa **ITC-LAT 02** y demás normas y especificaciones técnicas aplicables.

La profundidad será mayor de 0,6 m en acera o tierra y más de 0,8 en calzada.

La norma UNE 211435: 2.007 en la que está asentada ya no está vigente, y ahora se asienta en la norma **UNE 211435:2011**.

En el anexo 5 del **real decreto 1565/2010(derogado)** se establece el rango del factor potencia obligatorio de referencia entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, realizando la regulación del factor de potencia en el punto de conexión con el sistema, obteniendo la medida del contador-registrador de la instalación. No obstante, en el **R.D 413/2014 (Vigente)**, Anexo 3 se dice exactamente lo mismo.

Los aerogeneradores G132-3.3 tienen un factor de potencia de 0,95 que es la que se usará para el dimensionamiento de los cables, si es necesario mejorarlo para el cumplimiento de la normativa, se hará posteriormente a la altura de la subestación.

Para el criterio de caída de tensión, en redes de distribución de media tensión queda un poco vacío y es que, en cierto modo, en redes de alta tensión, sobre todo a distancias no excesivamente largas, el criterio térmico suele ser selectivo y la caída de tensión despreciable.

4.1.1 Criterio térmico

Las intensidades máximas admisibles del cable dependen de la sección del cable y las condiciones en las que se encuentran. La normativa se ha realizado considerando unas condiciones estándar de 40°C de temperatura para cables aéreos, 25°C para cables enterrados, 1 metro de profundidad para cables enterrados a más de 1 Kv, la agrupación de circuitos considerando un terno en el caso de cables unipolares (un terno equivale a los 3 cables de cada fase) o uno tripolar (las tres fases comparten el engomado) y la resistividad térmica del terreno de $1,5 \text{ k} \times \text{m/W}$.

Dependiendo del cable escogido habrá que usar unos determinados valores de factor de corrección y unos valores límites de intensidad distintos.

Se ha seleccionado cables unipolares directamente enterrados de aluminio por ser más baratos que los de cobre que son tan demandados por sus excelentes condiciones de conducción, esto hará que el cable sea de mayor sección para cumplir los criterios, pero aun así es más económico, a parte de que al ser una instalación que requiere de un personal escaso o nulo en el territorio del parque llamará menos la atención de los ladrones de cobre. Además, aunque aún teniendo más sección su resistencia siguiese siendo mayor, en tensiones tan altas de operación es menos relevante en el diseño como se verá en el apartado de caída de tensión.

De todas formas, no es que el aluminio sea un mal conductor, es un buen conductor, solo que menos que el cobre.

Para diseñar el cable, es necesario saber también su intensidad a parte de su tensión, la intensidad nominal se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n \times \cos \varphi}$$

Siendo el coseno de φ el factor de potencia (0,95), P_n la potencia nominal del aerogenerador (3.25 MW), V_n la tensión nominal de la red (20 Kv) y la raíz una constante ya se tiene todo lo necesario para calcular la intensidad nominal. Si un cable que transporta la intensidad de un aerogenerador se le conecta otro aerogenerador en paralelo la intensidad se multiplicará por dos. Por el contrario, si se lleva dos cables por fase, por ejemplo, la intensidad se reduce a la mitad.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 12: Cables aislados con aislamiento seco, temperatura máxima en °C

Yo he seleccionado el aislamiento HEPR (Etileno Propileno de alto módulo) que para la tensión escogida aguanta una temperatura de hasta 105 °C.

4.1.1.1 Factor de temperatura del terreno

Según el aislamiento cogido y la temperatura real del terreno se debe coger uno u otro factor de corrección atendiendo a la siguiente tabla:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	

Tabla 13: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C

Evidentemente si la temperatura del terreno es la estándar, el factor corrector es 1, si la temperatura no es un múltiplo de 5 comprendido entre 10 y 50 se debe aplicar la fórmula de la izquierda para interpolar un valor de la tabla hasta el valor deseado.

En la siguiente figura se muestra la temperatura media ambiental de Zas:

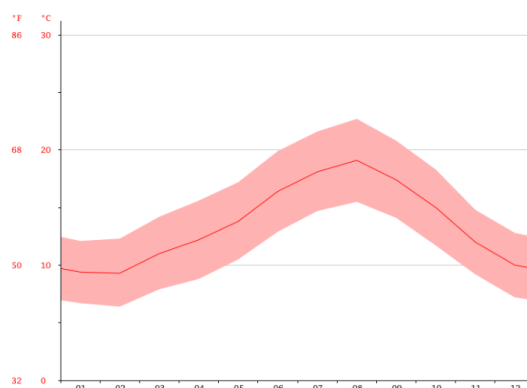


Figura 63: Temperatura ambiental mínima, máxima y media de Zas

A poca profundidad de entorno al metro, la temperatura del terreno no difiere mucho de la media ambiental, en invierno será menor la ambiental y en verano mayor que la del subsuelo.

Me parece lógico tomar como aproximación la temperatura media ambiental o un valor en torno a este como valor de temperatura del terreno.

Considerando la figura de la derecha he tomado un valor de 15°C para temperatura del terreno, que para el asilamiento escogido sale un factor corrector de 1,06.

4.1.1.2 Factor de resistividad térmica

Se escogerá de la siguiente tabla:

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83	
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83	
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83	
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 14: Factor corrector para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W

Una vez más si se escoge un valor estándar el factor es 1 evidentemente, este factor no es tan sencillo de escoger, para facilitación de esta labor se puede hacer uso de la tabla 15 donde muestra como a mayor sequedad del terreno mayor es la resistividad térmica del terreno, cosa que no es conveniente, interesa que los cables puedan evacuar sin problemas todo el calor que deban. Aunque sea un territorio muy húmedo si el terreno filtra bien el agua y es seco saldría un valor de resistividad alto, o si no filtra escurre también. Si el subsuelo es seco, la resistividad es mayor.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Tabla 15: Resistividad del terreno

En la página web [30] se define el suelo de Galicia como arenoso, sin filtrar agua con problemas de escorrentía. En el instituto geológico y minero de España [31], en la hoja 69 y 68 de en torno a Zas se dice que hay peridotitas, serpentitas y piroxenitas a parte de cierta cantidad de una roca intrusiva, el granito.

De esta mezcla de información a parte de un vistazo por Google maps donde a pesar de haber cierta vegetación en el territorio del parque parece un tanto seco, he considerado usar un valor de 2 K m/W.

4.1.1.3 Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 16: Factor corrector por distancia entre ternos o cables tripolares

En este caso, el factor 1 correspondiente a un solo terno (agrupación de tres cables unipolares) o un cable tripolar no aparece en la tabla. Cuando haya más de un cable por fase, entonces habrá que tomar el valor correspondiente de la tabla según el tipo de instalación y la separación “d” entre las agrupaciones de cables como se muestra en la figura 64.

La distancia de separación se mide entre los extremos externos del engomado del cable.

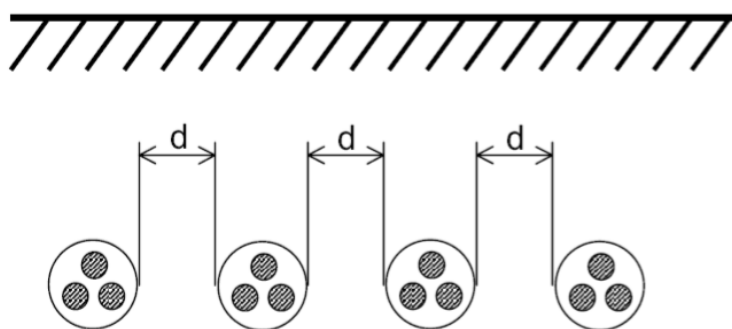


Figura 64: Distancia entre cables

De esta forma, este factor corrector se puede ignorar cuando solo hay un cable por fase, y habrá que hacer uso de él en los tramos que se lleven varios cables por fase.

4.1.1.4 Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1 m

Cuando la profundidad sea distinta de un metro se deberá tomar un valor de la tabla 17 para corregir la intensidad máxima admisible.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 17: Factor de corrección por profundidad

Tomar factores de corrección que dependen de la sección para diseñar la sección puede hacer que el proceso de diseño sea iterativo, digo que puede porque si el factor varía muy poco y con él la intensidad, puede que de iterativo tenga poco. De forma que, si al probar con otra sección aún mayor que otra que casi cumple, y la intensidad no varía mucho, esa sección cumplirá.

La intensidad máxima admisible según la sección se muestra en las tablas de la figura 65, la tabla grande de la derecha es de la norma **UNE 211435 2011**, y la pequeña de la izquierda de la **ITC LAT 06**. En una están clasificadas en tablas de una forma y en la otra de otra forma, pero en ambas se sacan los mismos números.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			1
Temperatura del conductor en °C			105

Figura 65: Intensidad máxima admisible

La intensidad corregida del cable se calcula dividiendo la intensidad nominal de la red entre el factor de corrección K que se obtiene de la multiplicación de todos y cada uno de los factores aplicados. Esta intensidad corregida debe ser menor que la intensidad máxima admisible del cable para la sección seleccionada según las tablas de la figura 65.

En vez de dividir para obtener la normalizada en condiciones estándar, también se podría multiplicar la intensidad máxima admisible seleccionada de la tabla por el factor de corrección K y ver que es mayor que la intensidad nominal, es lo mismo.

Para facilitar el trabajo he hecho un mayor esfuerzo previo automatizando un poco el proceso con Excel haciendo uso de las fórmulas ya usadas **INDICE(selección de fila; fila; columna)** y en vez de **CONTAR.SI(selección de fila;"<0")** que aunque se dijo que devolvía el número de columna del último valor que cumple la condición es mentira, realmente cuenta las casillas que cumplen esa condición, para el VAN no era mentira siempre que el flujo después de hacerse positivo no volviera a hacerse negativo, se va a usar **COINCIDIR(valor condicional; selección de fila; tipo de dato que se quiere que devuelva)** y **BUSCARV(valor buscado; matriz donde se busca; columna; FALSO)** donde falso es para que sea exacto, si se pone verdadero devolvería el primer valor que se asemeja.

Con estas funciones de Excel se ha realizado una estructura tal que escribiendo el número cables por fase que se lleva y la sección que quieres probar si vale te dice si es válido o es una sección insuficiente. También hay que poner evidentemente cuales son las condiciones en las que se encuentra.

En la figura 66 se puede ver una imagen tomada de como sería la introducción de datos.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	P.Aerogenerador [MW]	Aerogeneradores	Potencia máxima línea [MW]	Tensión [KV]	F.P	Cables por fase	Intensidad	K	Probar sección	Intensidad máx	Int.admisible	Validad		
2	3.25	6	19.5	20	0.95	1	592.5436973	0.914144	400	648.1951392	470	Insuficiente		
3	3.25	5	16.25	20	0.95	1	493.7864144	0.914144	400	540.162616	470	Insuficiente		
4	3.25	4	13	20	0.95	1	395.0291316	0.914144	300	432.1300928	410	Insuficiente		
5	3.25	3	9.75	20	0.95	1	296.2718487	0.914144	185	324.0975696	315	Insuficiente		
6	3.25	2	6.5	20	0.95	1	197.5145658	0.924532	95	213.6373492	215	Válido		
7	3.25	1	3.25	20	0.95	1	98.75728289	0.924532	25	106.8186746	105	Insuficiente		
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														

Sección [mm2]	Int máx adm	K
25	105	0.924532
35	125	0.924532
50	145	0.924532
70	180	0.924532
95	215	0.924532
120	245	0.914144
150	275	0.914144
185	315	0.914144
240	365	0.914144
300	410	0.914144
400	470	0.914144

Sección [mm2]	Int máx adm	K
25	105	0.924532
35	125	0.924532
50	145	0.924532
70	180	0.924532
95	215	0.924532
120	245	0.914144
150	275	0.914144
185	315	0.914144
240	365	0.914144
300	410	0.914144
400	470	0.914144

Resistividad elegida	Temp.terreno	Profundidad	NºTernos	Separación
2	15	1.25	1	0.2

Una terna	Múltiples ternos
	El número de ternos múltiple debe ser fijo, si se pone por ejemplo 2, no se puede poner 3, se fija solo una

Figura 66: Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 1

Para empezar que menos que una sección que tiene una intensidad máxima admisible mayor que la intensidad nominal, se comprueba que para la intensidad máxima de dos aerogeneradores cumple con 95 mm², para la intensidad de 5 o 6 aerogeneradores no cumple con 400 mm², para la intensidad de un solo aerogenerador la sección de 25 mm² no cumple por muy poco.

Al subir la sección para aquellas que aún se puede subir, cumplen todas con el criterio, para las intensidades mayores se amplían el número de cables por fase, reduciendo la intensidad nominal del cable. La intensidad nominal de los 6 aerogeneradores al ser dividida por dos tiene la misma intensidad que 3 aerogeneradores y sin embargo no basta con la misma sección, eso es porque ha entrado un nuevo factor en juego, el de agrupación de ternos, hay tantos ternos como cables por fase y por eso no basta con 240 mm² para el de 6 como se muestra en la figura 67.

Figura 67: Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 2

Figura 68: Captura de Excel para comprobación del criterio térmico de las secciones 3

4.1.2 Criterio de caída de tensión

Para analizar la caída de tensión será necesario agrupar molinos y medir distancias, además de localizar la subestación, que es hacia dónde van los cables.

Aerogenerador	X [m]	Y [m]	Potencia [MW]
1	511327.92	4772260.17	3.25
2	510830.19	4773155.49	3.25
3	510748.51	4772622.9	3.25
4	510922.18	4772266.92	3.25
5	510327.62	4772561.5	3.25
6	510743.27	4771740.93	3.25
7	511428.36	4771601.4	3.25
8	511589.38	4770460.68	3.25
9	511748.74	4770097.95	3.25
10	511167.66	4772921.26	3.25
Suma	5110833.83	47719689.2	32.5
SE	511083.383	4771968.92	

Tabla 18: Localización subestación

Con las coordenadas UTM se hace la media de la posición, sumando la coordenada “x” por un lado e “y” por otro, multiplicando la potencia eléctrica de cada aerogenerador por su coordenada, entre la suma de la potencia total instalada se obtiene la posición de la subestación, no se hace media de la posición tal cual, de forma que si hubiese un molino de mayor potencia que los demás atraería más hacia él la posición de la subestación igual que cuando se calcula en física el centro de masas.

Abajo se muestra la fórmula usada que se ha explicado.

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{10} P_i \times X_i}{\sum_{i=1}^{10} P_i} \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^{10} P_i \times Y_i}{\sum_{i=1}^{10} P_i}$$

Al ser la potencia de todos los aerogeneradores iguales, es una constante multiplicando que puede salir del sumatorio. Eso para el numerador, en el denominador el sumatorio de la constante hasta 10 es igual que multiplicarlo por 10, quedando:

$$X = \frac{P \times \sum_{i=1}^{10} X_i}{P \times 10} \quad Y = \frac{P \times \sum_{i=1}^{10} Y_i}{P \times 10}$$

Si la potencia de todos los aerogeneradores es la misma se puede hacer la media directamente sumando las coordenadas y dividiéndolo entre 10 que es el total de las coordenadas.

En la parte inferior de la tabla 18 se puede ver la coordenada de la subestación.

Antes de hablar de la agrupación de aerogeneradores es importante saber un poco de como se conectan. Como ya se ha podido prever en el estudio de criterio térmico es una conexión en paralelo donde se han ido sumando las intensidades de los aerogeneradores que se conectan a la rama, pero veámoslo con algo más de detalle.

Los aerogeneradores producen en baja tensión (690 V), debajo de la torre tienen incorporado un transformador que eleva la tensión hasta la de distribución (20 Kv en nuestro caso), el cable de media tensión que sale de un aerogenerador va hasta otro y a través de una celda se conectan en paralelo, tal y como se aprecia en la figura 69.

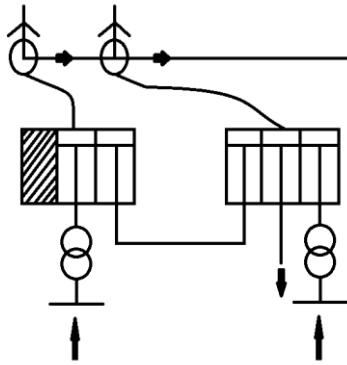


Figura 69: Conexión aerogeneradores

Algunos se encuentran ciertamente dispersos y sería aparentemente más económico en vez de hacerlos pasar por todos los aerogeneradores conectarlos de tal forma que atendiendo a la figura 62, del aerogenerador 10 fuese al 3, luego al 4, y que el 5 fuese solo hasta conectar entre el 3 y el 4. O el 9 al 8, este al 7 y de aquí a la subestación, uniendo el 1 y el 6 poco antes de llegar a la subestación, pero para esto haría falta comprar celda con las que hacer la conexión en paralelo. Aunque de esta forma habría menos tramo de cable y por el que circula menos intensidad, traduciéndose en menos pérdidas se decide conectar aprovechando las celdas dentro de los aerogeneradores y al no encontrar en agrupación de 5 y 5 aerogeneradores una forma de que no se desvíe demasiado, la agrupación se hará de 6 y 4 aerogeneradores, la simetría es bonita pero no tiene por qué ser la mejor opción.

Como en la figura 62 no se ve la posición de la subestación se muestra otra igual, pero con subestación en la figura 70.

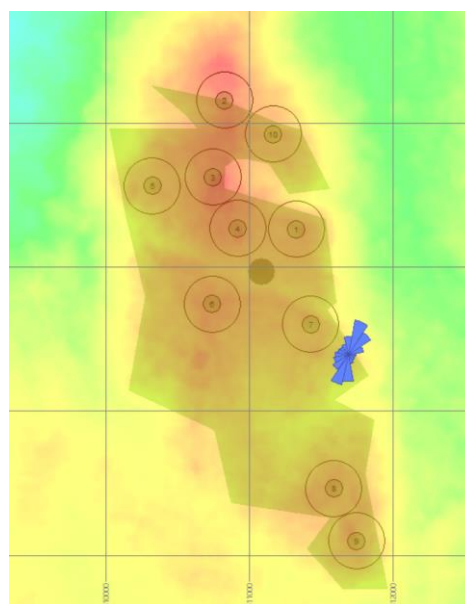


Figura 70: Parque con subestación

En la figura 71 se muestra de manera esquemática la conexión:

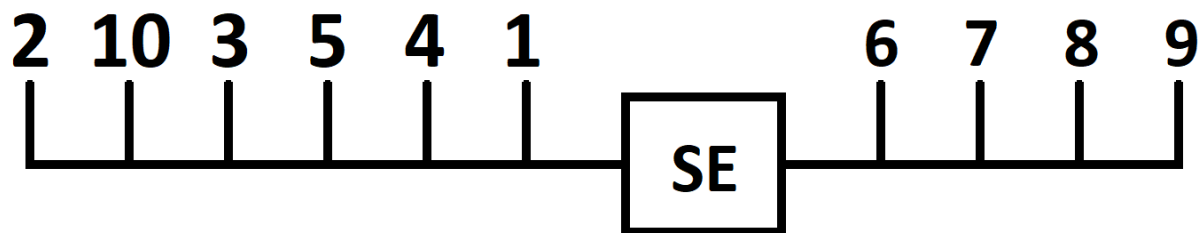


Figura71: Esquema de conexión

El siguiente paso es medir los tramos entre aerogeneradores, tarea realmente muy sencilla con la regla de OPENWIND, de forma directa.

Para calcular la caída de tensión es necesario conocer las resistencias y reactancias de las secciones seleccionadas sobre las que se quiere calcular la caída de tensión. En el catálogo de Prysmian de 2.016 se puede encontrar las resistencias en la página 95 y las reactancias en la página 96.

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω /km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Tabla 19: Resistencia de los cables a frecuencia de 50 Hz (105°C)

En la tabla 19, las resistencias que son necesarias para nuestro caso son las de la segunda columna de las cuatro posibles sin contar la primera de las secciones, que corresponden a cables unipolares de aluminio. Quiero recalcar que son ohmios por kilómetro.

La tabla 20 muestra las reactancias para las distintas secciones, en este caso la columna necesaria es la quinta de las seis posibles (recordar página 44, en lo que corresponde a los comentarios de la tabla 11).

Tabla 20: Reactancias de los cables a la frecuencia de 50 Hz

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \times \cos \phi + X \times \sin \phi)$$
$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times \sqrt{((R \times L)^2 + (X \times L)^2)}$$
[illegible]

59

La caída de tensión más importante como cabía esperar es la del tramo 8-7 con una caída de tensión en torno al 0,88%, esto es debido principalmente a la larga distancia que presenta (1.155 Km), estando las demás entre 0,16 y 0,4 %, algo despreciable que demuestra que efectivamente el criterio térmico es dominante sobre el de caída de tensión.

La caída de tensión más pequeña se registra en los tramos 4-1 y 1-SE, este hecho se debe a que la intensidad de cada fase se divide en dos, y aunque esto hace disminuir la sección (aumentar la resistencia), la sección no disminuye demasiado, el factor de corrección por agrupación de ternos entra en juego, esto hace que la intensidad de 3 aerogeneradores cumpla con una sección de 240 mm², y la intensidad de 6 aerogeneradores dividida entre dos fases no cumpla con 240 mm² sino con 300 mm². A igualdad de intensidad tiene menor resistencia eléctrica.

4.1.3 Criterio económico

Podría decirse que este criterio es el menos relevante porque no es necesario de sí para que la instalación cumpla con las exigencias técnicas que aseguran el correcto funcionamiento de la planta, así como de su durabilidad.

No obstante, creo que es muy útil y necesario, aunque sea en forma aproximada para un estudio más completo en cuanto a diseño de la red de media tensión.

La siguiente fórmula muestra como se haría el calculo para un tramo dado considerando una vida útil de 25 años:

$$VAN(S) = -CL(S) - CEP(S) \times \frac{(deq + 1)^{25} - 1}{deq(deq + 1)^{25}}$$

El VAN del cable depende de la sección S, una mayor sección tiene un mayor coste inicial de la línea, pero menor coste posterior asociado a perdidas energéticas por disipación. Como el coste anual es una constante sacada de la estimación puede salir del sumatorio.

La energía perdida se puede calcular como:

$$EP = 3 \times R(S) \times L \times (I_{ef})^2 \times T$$

La potencia que se disipa por un cable es su intensidad al cuadrado por la resistencia, si se multiplica por el tiempo se tiene la energía. No ha que olvidar el 3 multiplicando, sino sería la de una sola fase. Si hay más de un cable por fase se debe multiplicar por el número de cables que se lleve por fase, siendo la intensidad la asociada a un solo cable de una fase.

$$(I_{ef})^2 = \frac{\sum_{i=2}^{25} I_i^2 \times t_i}{\sum_{i=2}^{25} t_i} = \frac{\sum_{i=2}^{25} I_i^2 \times t_i}{T}$$

El sumatorio es de 2 hasta 25, porque son intensidades asociadas desde velocidad de viento 2 m/s hasta 25 m/s.

Básicamente lo que hay que hacer es para cada velocidad tomar la potencia correspondiente, calcular la intensidad asociada a esa potencia, multiplicarla por la probabilidad de que se de esa velocidad (no de forma puntual, porque sería cero, sino asociando en las proximidades), multiplicarlo por las horas del año, la resistencia para la longitud dada y el número de cables en lo que se da. Sumando para todas y cada una de las velocidades dada (cada una relacionada con una potencia e intensidad distintas a parte de tiempo de funcionamiento) se obtiene la estimación de la energía que se pierde por el cable.

El que tiene valor menos negativo es el más óptimo, esto habría que hacerlo con todos los tramos.

Una vez más se recurre a Excel para facilitar el trabajo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
1	Tramo	P.Aerogenerador [MW]	Aerogeneradores	Potencia máxima línea [MW]	Tensión [KV]	F.P	Cables por fase	Sección	Intensidad nominal	Longitud tramo [m]	R	X	Energía anual dispada [KWh]	Precio energía [€/KWh]	Pi
2	2-10	3.25	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	78659.04692	0.04213	
3	10-3	3.25	2	6.5	20	0.95	1	95	197.5145658	515	0.22145	0.06077	150840.7853	0.04213	
4	3-5	3.25	3	9.75	20	0.95	1	240	296.2718487	426	0.071568	0.043452	123742.926	0.04213	
5	5-4	3.25	4	13	20	0.95	1	400	395.0291316	396	0.04158	0.038016	148029.5136	0.04213	
6	4-1	3.25	5	16.25	20	0.95	2	240	246.8932072	406	0.068208	0.041412	163796.3874	0.04213	
7	1-5E	3.25	6	19.5	20	0.95	2	300	296.2718487	380	0.05168	0.03762	188948.5051	0.04213	
8	8-8	3.25	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	396	0.458172	0.05544	75788.27879	0.04213	
9	8-7	3.25	2	6.5	20	0.95	1	95	197.5145658	1155	0.49665	0.13629	338293.4118	0.04213	
10	7-6	3.25	3	9.75	20	0.95	1	240	296.2718487	700	0.1176	0.0714	203333.4465	0.04213	
11	6-5E	3.25	4	13	20	0.95	1	400	395.0291316	410	0.04305	0.03996	153262.8802	0.04213	
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															

Sección [mm2]	R	X
25	1.602	0
35	1.157	0.14
50	0.847	0.13
70	0.591	0.122
95	0.43	0.118
120	0.34	0.112
150	0.277	0.11
185	0.221	0.106
240	0.168	0.102
300	0.136	0.099
400	0.105	0.096

Sección	€/Km
25	16566.85
35	16850.05
50	17323.45
70	18039.07
95	19066
120	20190.72
150	21724
185	23560.45
240	26866
300	30155.7
400	36152

Tasa de descuento
4%
Longitud de cable [m]
17943
Longitud de zanja [m]
5195
Zanja 1 termo[m]
4409
Zanja 2 termos [m]
786

Figura 73: Criterio económico 1

Se plantea una tabla general donde se calculan la resistencia del cable (resistencia e impedancia), se introducen el número de cables por fase y la sección.

Ahora se crean otras pestañas para cada tramo, basta con crear una con la fórmula buscar valor de Excel, cogiendo valores de la tabla general según el nombre del tramo que aparece en la columna A y se hace todo el procedimiento descrito para cada velocidad. Al copiar la pestaña se le cambia el nombre de la columna A (al igual que el de la propia pestaña) y Excel solo se encarga de calcularlo todo. Esos valores totales de energía se devuelven a la pestaña general (la primera) para proseguir con el calculo económico según los valores que se han introducido.

En la figura 75 se muestra como sale el VAN de cada tramo según la sección, la sección que aparece en esta figura es la que cumple los criterios mínimos ya vistos.

En la tabla 21 salen todas las secciones probadas en el Excel que aparece en la figura anterior. Aparecen con un guion las secciones que no cumplen y que por tanto se descartan directamente sin necesidad de ver el criterio económico.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Tramo	Vel.viento	P.Aerogenerador [KW]	Aerogeneradores	Potencia línea [MW]	Tensión [KV]	F.P	Cables por fase	Sección	Intensidad	Longitud tramo [m]	R	X	Pi.disipada [W]	Est.pro	Horas anuales	Energía disipada[KWh]
2	2-10	2	100	1	0.1	20	0.95	1	35	3.038685627	411	0.475527	0.05754	13.26857602	0.02654	232.63275	3.086705345
3	2-10	3	416	1	0.416	20	0.95	1	35	12.64093221	411	0.475527	0.05754	229.6206691	0.04586	402.02908	92.31418618
4	2-10	4	831	1	0.831	20	0.95	1	35	25.25147756	411	0.475527	0.05754	916.2761124	0.06521	571.66298	523.8011296
5	2-10	5	1304	1	1.304	20	0.95	1	35	39.62446058	411	0.475527	0.05754	2256.209896	0.08197	718.56304	1621.229035
6	2-10	6	1813	1	1.813	20	0.95	1	35	55.09137042	411	0.475527	0.05754	4361.339805	0.09398	823.85145	3593.096141
7	2-10	7	2374	1	2.374	20	0.95	1	35	72.13839679	411	0.475527	0.05754	7478.004914	0.09994	876.04688	6551.082849
8	2-10	8	2812	1	2.812	20	0.95	1	35	85.44783984	411	0.475527	0.05754	10491.9195	0.09958	872.88540	9158.243351
9	2-10	9	3105	1	3.105	20	0.95	1	35	94.35118873	411	0.475527	0.05754	12792.26731	0.09364	820.84844	10500.51262
10	2-10	10	3228	1	3.228	20	0.95	1	35	98.08877205	411	0.475527	0.05754	13825.83498	0.08358	732.67441	10129.83551
11	2-10	11	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.07117	623.85445	8743.278576
12	2-10	12	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.05809	509.24895	7137.090182
13	2-10	13	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.04570	400.64131	5614.961289
14	2-10	14	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.03486	305.57012	4282.544952
15	2-10	15	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.02594	227.36974	3186.57179
16	2-10	16	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.01894	166.06930	2327.450206
17	2-10	17	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.01365	119.66867	1677.1485
18	2-10	18	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.00974	85.34034	1196.039202
19	2-10	19	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.00688	60.27542	844.7560273
20	2-10	20	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.00480	42.10950	590.1618197
21	2-10	21	3250	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.475527	0.05754	14014.93342	0.00331	29.02472	406.7795411
22	2-10	22	3079	1	3.079	20	0.95	1	35	93.56113046	411	0.475527	0.05754	12578.92894	0.00224	19.67957	247.5479434
23	2-10	23	2758	1	2.758	20	0.95	1	35	83.8064946	411	0.475527	0.05754	10092.82727	0.00149	13.08900	132.1050356
24	2-10	24	2436	1	2.436	20	0.95	1	35	74.02238188	411	0.475527	0.05754	7873.700388	0.00097	8.51947	67.07972203
25	2-10	25	2121	1	2.121	20	0.95	1	35	64.45052216	411	0.475527	0.05754	5969.056009	0.00062	5.41637	32.33060967
26																	78659.04692
27																	
28																	
29																	

Figura 74: Criterio económico 2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Tramo	P.Aerogenerador [MW]	Aerogeneradores	Potencia máxima línea [MW]	Tensión [KV]	F.P.	Cables por fase	Sección	Intensidad nominal	Longitud tramo [m]	R	X	Energía anual dispada [KWh]	Precio energía [€/KWh]	Pérdidas anuales	Coste del cable	VAN	
2	2-10	1.25	1	1.25	20	0.95	1	35	98.75728289	411	0.075327	0.05744	78899.04692	0.04213	5,111.91 €	28,776.11 €	-72546.21	
3	10-3	3.25	2	6.5	20	0.95	1	95	197.5145658	515	0.22145	0.06077	150860.7853	0.04213	6,354.92 €	29,056.97 €	-128734.07	
4	3-5	3.25	3	9.75	20	0.95	1	240	296.2718487	426	0.071568	0.043452	123742.826	0.04213	5,211.29 €	34,334.75 €	-115777.17	
5	5-4	3.25	4	13	20	0.95	1	400	395.0291316	396	0.04158	0.038016	148029.5136	0.04213	6,236.48 €	42,948.58 €	-140375.42	
6	4-1	3.25	5	16.25	20	0.95	2	240	246.8912072	406	0.068208	0.041412	161796.3874	0.04213	6,900.74 €	65,445.58 €	-171249.52	
7	1-SE	3.25	6	19.5	20	0.95	2	300	296.2718487	380	0.05168	0.03762	139946.5051	0.04213	7,560.40 €	68,755.80 €	-191111.01	
8	9-8	3.25	1	3.25	20	0.95	1	35	98.75728289	396	0.458172	0.05544	75788.27879	0.04213	3,192.96 €	20,017.86 €	-68868.54	
9	8-7	3.25	2	6.5	20	0.95	1	95	197.5145658	1155	0.49665	0.13629	338291.4118	0.04213	14,252.30 €	66,063.69 €	-288714.28	
10	7-6	3.25	3	9.75	20	0.95	1	240	296.2718487	700	0.1176	0.0714	203133.4465	0.04213	8,566.44 €	56,418.60 €	-190244.18	
11	6-SE	3.25	4	13	20	0.95	1	400	395.0291316	410	0.04305	0.03936	153262.8802	0.04213	6,456.97 €	44,466.96 €	-145338.19	
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		

Figura 75: Cálculo del VAN de los cables

	Tramo 2-10	Tramo 10-3	Tramo 3-5	Tramo 5-4	Tramo 4-1	Tramo 1-SE	Tramo 9-8	Tramo 8-7	Tramo 7-6	Tramo 6-SE
35	-72546.2106	-	-	-	-	-	-69898.5387	-	-	-
50	-59425.0671	-	-	-	-	-	-57256.269	-	-	-
70	-49048.5675	-	-	-	-	-	-47258.4738	-	-	-
95	-43315.606	-128734.074	-	-	-	-	-41734.7445	-288714.282	-	-
120	-40796.6703	-110895.674	-	-	-	-	-39307.7407	-248707.774	-	-
150	-40025.0426	-99921.3959	-	-	-	-	-38564.2747	-224095.558	-	-
185	-39937.9171	-90972.7627	-	-	-	-	-38480.3289	-204026.293	-	-
240	-41856.304	-85266.8107	-115777.173	-	-173249.516	-	-40328.7017	-191229.449	-190244.181	-
300	-44654.3675	-84043.4085	-108244.924	-	-165727.84	-193113.009	-43024.6461	-188485.702	-177867.245	-
400	-50895.2443	-87530.8651	-105156.567	-140375.418	-166103.081	-187603.265	-49037.7536	-196307.086	-172792.481	-145338.186

Tabla 21: Análisis económico del cableado

El aumento de sección reduce notablemente las pérdidas sin llegar a aumentar mucho el coste, sobre todo en las de menor sección. Todavía en las secciones mayores el aumento de coste es algo mayor que lo supone la reducción de pérdidas. De esta forma, las opciones más económicas están entre la sección de 185 mm² y la de 400 mm².

En la figura 76 se muestra la fracción de catálogo 2011 de Prysmian [32] del cable con los requisitos que he escogido y distintos precios dependiendo de la sección.

El único cable de aislamiento HEPR es el que se muestra en la página 55 del catálogo. Hay varias secciones que no aparecen así que he interpolado con Excel los valores que sí muestra, he probado con varias opciones y al final he usado una regresión polinómica de grado 2.

Independientemente de lo que saliese habría que homogeneizar las secciones dado que se vende en agrupación de bobinas, de forma que en todos los tramos se instalaría la sección de 400 mm², también se podría unificar en una de 300 mm² y 400 mm², pero yo he elegido unificar en una.

Tensión nominal: 12/20 kV o 18/30 kV
 Norma diseño: UNE HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1

AL EPROTENAX H COMPACT

Para uso según ITC-LAT 06
 (Normalizado por Iberdrola)



Cable con conductor de aluminio y pantalla de hilos de cobre AL HEPRZ1 de 12/20 kV o 18/30 kV con aislamiento de HEPR y cubierta especial de poliolefinas. Libre de halógenos, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Diseñado según UNE HD 620 9E. Tipo Al Eprotenax H Compact.



AL HEPRZ1 12/20 kV (pantalla 16 mm²)

Color cubierta: ROJO

SECCIÓN	PRECIO €/km	BOBINA	BOBINA COMPLETA METROS
1 x 95 / 16	19.066	6	1000
1 x 150 / 16	21.724	7	1000
1 x 240 / 16	26.866	8	1000
1 x 400 / 16	36.152	0	1000

AL HEPRZ1 18/30 kV (pantalla 25 mm²)

Color cubierta: ROJO

SECCIÓN	PRECIO €/km	BOBINA	BOBINA COMPLETA METROS
1 x 95 / 25	28.126	7	1000
1 x 150 / 25	29.712	7	1000
1 x 240 / 25	35.408	8	1000

Figura 76: Precio cable de distribución

4.1.4 Cableado final

El suministro del cableado de sección 400 mm² para el tipo escogido se hace por grupo de 10 bobinas de 1 Km cada una. Multiplicando la distancia del tramo por tres y por el número de cables por fase se obtiene la longitud de cable necesario para cada tramo, se suman la de todos los tramos y se consigue la longitud de cable total, en este caso es de 17.943 m. Luego, habría que hacer un pedido doble de 20 Km en total, sobrando solo un 10 por ciento del pedido que no viene mal tener. El coste asciende a 723.040 € en total.

He de decir que además los aerogeneradores se conectan a una red de puesta a tierra enterrada en la misma zanja por la que discurre el cableado de media tensión.

4.1.5 Criterio de cortocircuito

La sección del conductor escogida de 400 mm² es bastante grande como para que no haya problemas de cortocircuitos en el sentido de que en caso de haberlo el conductor aguantará el tiempo suficiente para que la apartamenta abra el circuito y proteja el cable.

De todas formas, por seguridad se planteará con objeto de comprobar que realmente se dispone de tiempo suficiente dada la sección usada y que el cable no corre peligro por haber apartamenta de actuar en ese tiempo límite que establece este criterio.

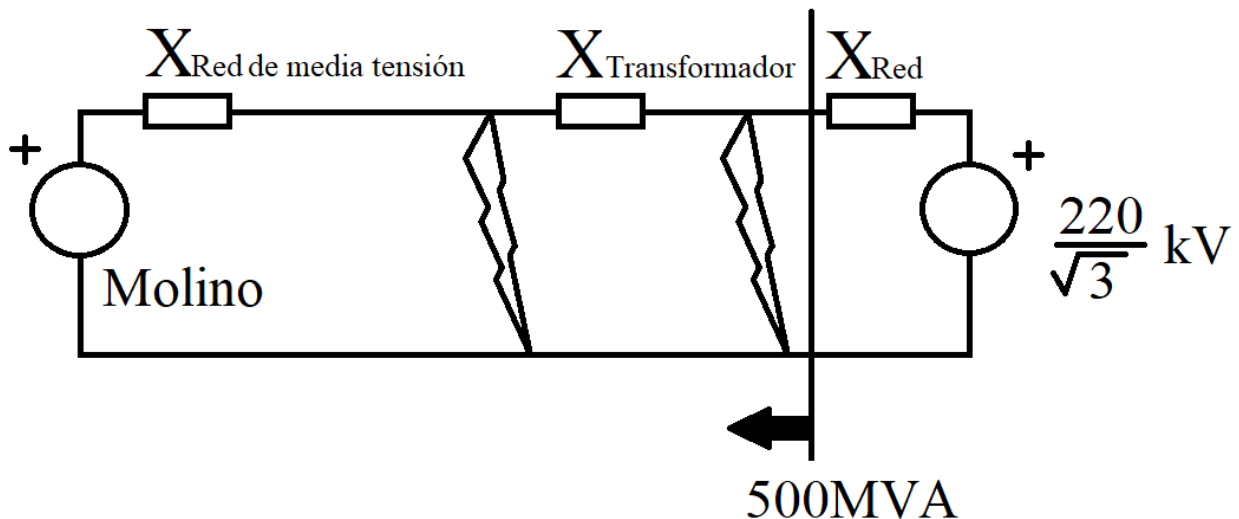


Figura 77: Esquema simplificado del cortocircuito 1

La fuente y la resistencia de la derecha representa el equivalente Thévenin de la red en el punto de conexión, se ha despreciado la resistencia del cable entre el punto de conexión y la subestación, se han despreciado las componentes activas de todas las resistencias, dejando solo las impedancias. La potencia de cortocircuito se ha estimado en 500 MVA y la impedancia del transformador en 6 %.

La fuente y la resistencia de la izquierda representa de manera muy simplificada el parque.

El cortocircuito más elevado que puede haber es el que se de lo más cerca posible de la zona de conexión con la menor resistencia de cableado posible pero como se está analizando la mayor intensidad de cortocircuito de la zona de media tensión que es el cable se ha diseñado, habrá que analizar a la izquierda de la impedancia del transformador que corresponde a la zona de media tensión, entre la generación y la subestación.

Dentro de esta zona la mayor corriente que puede pasar por el cableado será la de un cortocircuito que esté más a la izquierda y pase lo menos posible por el cableado.

La tensión de la red que se muestra en la figura 77 está expresada en el secundario, pero como se va a calcular el cortocircuito en la zona de media tensión, se trabajará directamente en el primario.

$$X_{\text{Red}} = \frac{(20)^2}{500} = 0,8 \, \Omega$$

$$X_{\text{Transf}} = 0,06 \cdot \frac{(20)^2}{40} = 0,3 \, \Omega$$

La tensión está en “kilo” y la potencia en “Mega”, pero como la tensión está al cuadrado se anulan.

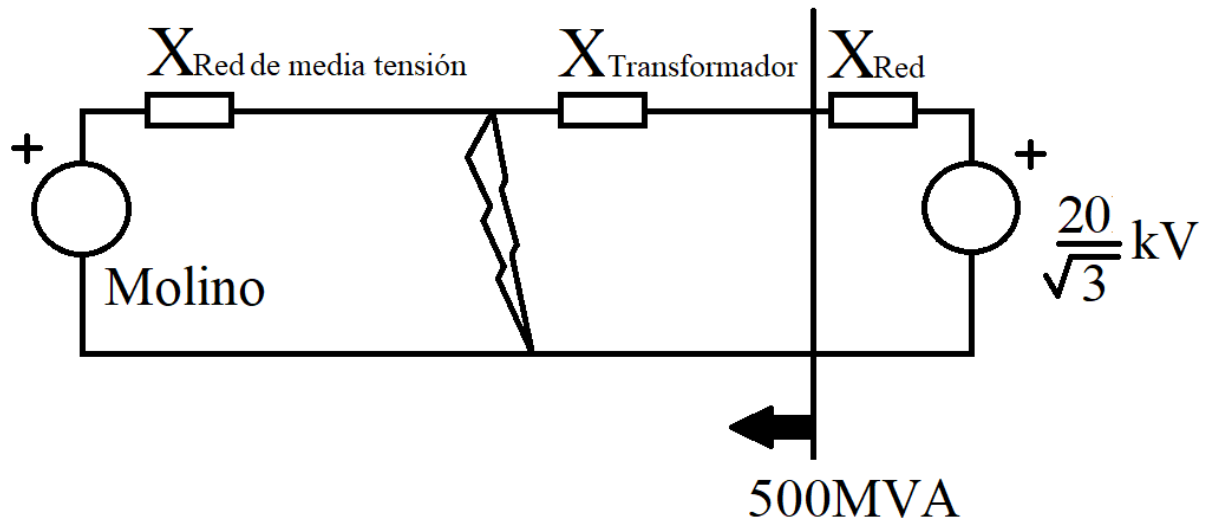


Figura 78: Esquema simplificado del cortocircuito 2

$$I_{cc} = \frac{20/\sqrt{3}}{1,4} = 8,247 \text{ kA}$$

Como la tensión está en “kilo” y la resistencia en ohmios, el resultado de la intensidad es en kA.

Según el LAT, la intensidad que soporta por sección en A/mm², (densidad máxima de corriente) viene expresado por una constante “K” dividido por la raíz del tiempo que está expuesto a esa corriente de cortocircuito.

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U < 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 22: Densidad máxima de corriente para el conductor de aluminio

La constante “K” depende del material del conductor y del aislante, la tabla 22 es para el aluminio, y en el caso que se está trabajando, la última fila es la que hay que mirar.

La densidad de corriente de corto es de $20,62 \frac{A}{mm^2}$, luego el tiempo es muy superior a 3 segundos.

Para t_{cc} igual a un segundo el valor de “K” coincide con el de máxima densidad de corriente, $89 \frac{A \cdot s^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$ es el valor de “K” a usar. Despejando el tiempo, el valor obtenido para esta corriente de cortocircuito es de **18,63 segundos** como máximo, tiempo suficiente para que actúe la aparamenta.

4.2 Prediseño de la subestación

Ahora se va a hacer un prediseño de la subestación del parque eólico a repotenciar sin entrar demasiado en detalle hasta el punto tal de hacer un diseño completo en sí, dado que solo necesitamos estimar más o menos el precio del parque nuevo que se quiere comparar con el anterior, y sea caso tener un estudio base del que partir a la hora de diseñarlo completamente y llevar a cabo el proyecto.

La subestación elevadora se encarga de elevar la tensión generada de media (20Kv) a alta (220 Kv) para transportarla reduciendo lo más posibles las pérdidas.

Los transformadores estarán al aire libre formando parte de la subestación junto con el edificio que alberga equipos de control y seguimiento aparte de las celdas prefabricadas. Junto a los transformadores se pueden colocar un banco de condensadores para mantener el factor de potencia dentro de los límites exigido más fácilmente además de poder controlar más eficazmente cualquier problema que surja. En principio con un banco de condensadores podría bastar dado que los aerogeneradores suelen dar problemas porque consumen potencia reactiva y no porque ceden. La zona que se encuentra al aire libre estará vallada y debidamente protegida de intrusión.

El edificio tendrá una sala con SCADA para el control y visualización de lo que ocurre en el parque con sus armarios de control y protección asociados. Además, cuenta con una batería con rectificador como sistema BACK-UP con autonomía de hasta 8 horas aproximadamente, un cuadro general de baja tensión y aparte del SCADA puede tener una mesa con ordenador para el control del parque.

También tendrá una sala donde se ubica las celdas de línea, servicios auxiliares y de protección prefabricadas respetando las medidas que el fabricante establece de separación por seguridad (recaltar que las celdas contienen gas a presión), además de las medidas de separación que establece el RAT (reglamento de alta tensión) para maniobras o mantenimiento de forma segura y cómoda. Esta sala contará también con una estantería donde se almacenan cascos, pértigas, medidores, guantes y demás equipo básico necesario.

Finalmente, este edificio debe tener también un aseo para uso del operario de mantenimiento o de cualquier trabajador que lo necesite.

El edificio generalmente es prefabricado de hormigón armado con malla electrosoldada (no sé mucho de construcción, pero parece ser que es un tipo de malla muy usada en la construcción por poseer una estructura de gran resistencia y se puede instalar directamente en la obra).

Dado que es un edificio que contiene equipo eléctricos y electrónicos es lógico y fácilmente deducible que requiere de una ventilación adecuada para el correcto funcionamiento y mantenimiento de estos, cumpliendo con el apartado 4.4 del **ITC-RAT-14**. Como también se prevé la ocupación de operarios debe estar climatizado.

En cumplimiento del **RD 486/97 [33]** que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en el lugar de trabajo, dice que la temperatura donde se realice trabajo sedentario propio de oficina la temperatura debe estar entre los 17 y 27 °C, la iluminación sobre el plano de trabajo debe ser de al menos 500 lux dada la exigencia visual del trabajo sobre la pantalla.

Si se conecta un banco de condensadores, estos se conectarán en paralelo y se calculará la potencia reactiva que debe ceder como la tangente del arcocoseno del factor de potencia que presenta el aerogenerador menos el del deseado, todo esto se multiplica por la potencia total de la instalación. Si a esa potencia se le divide la tensión de la línea al cuadrado y por 2π y la frecuencia se obtiene la capacidad del transformador.

$$C = \frac{P \times (\text{tg}(\text{arccoseno}(\varphi)) - \text{tg}(\text{arccoseno}(\varphi_{\text{deseado}})))}{2 \times \pi \times f \times V^2}$$

En este caso, para una potencia de 32,5 MW y un factor de potencia de 0,95, si se quiere un factor de 1 hace falta una capacidad de en torno a 8,5 Microfaradios.

4.2.1 Celda de línea

A continuación, se procede a la elección de las celdas de línea dentro del catálogo de Ormazábal que proporciona instalaciones completas de media tensión que incluyen protección, control, automatización y funciones de gestión de medida avanzada.

La celda modular de línea está equipada con un interruptor-seccionador de 3 posiciones, cerrado, abierto y puesta a tierra. Estas celdas permiten conectar los distintos circuitos con el embarrado principal, a cada circuito le corresponde una celda de línea.

Seleccionando el primero de la página web, CA-100, se escoge la primera que aparece que tiene función de línea, el cgmcosmos-1.

Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U _n [kV]	12*	24	15.5	27
Frecuencia asignada	f _i [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada					
Interconexión general de embarrado y celdas	I _n [A]	400/630		600	
Línea	I _n [A]	400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)					
Entre fases y tierra	U _d [kV]	28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	U _d [kV]	32	60	38.5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo					
Entre fases y tierra	U _p [kV]	75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	U _p [kV]	85	145	104.5	137.5
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 1 s/20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL [R***] 20** kA 1 s		AFL 20** kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión CC soportada	[kV]	48 kV sin dispositivo de comprobación de cable 50 kV con dispositivo de comprobación de cable		53	78
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor t _n – (t) s	I _n [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Poder de corte de corriente principalmente activa	I _s [A]	400/630		600	
Poder de corte - carga de cable / poder de corte carga de línea	I _{ca} [A]	50/1,5		15	
Poder de corte bucle cerrado	I _{cc} [A]	400/630		600	
Poder de corte de falta a tierra	I _{ca} [A]	300		n/a	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I _{cb} [A]	100		n/a	
Corriente de conmutación de magnetización del transformador	[A]	21		21	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Categoría del interruptor					
Endurancia mecánica		1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		S-E3		3	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)					
Valor t _n – (t) s	I _n [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra:					
Endurancia mecánica (manual)		1000-M0		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		S-E2		3	

* También disponible con U_n = 7,2 kV bajo demanda
** ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA
*** Con escape de gas hacia arriba por un conducto

* También disponible con $U_n = 7,2$ kV bajo demanda
 ** ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA
 *** Con escape de gas hacia arriba por un conducto

Figura 79: Características técnicas de la celda de línea

He de recordar que la tensión asignada es de 24 Kv, hay que fijarse en la columna de IEC, parte derecha, cuando está separado por una barra “/” se entiende que valen tanto una opción como otra, pero en el caso de que estén en celdas distintas se interpreta que se debe seleccionar la componente de la derecha que corresponde a los 24 Kv de tensión asignada.

Recordando la intensidad de 592,54 A en el circuito que agrupa hasta 6 aerogeneradores y 395,03 A en el circuito que agrupa hasta 4 aerogeneradores se comprueba que esta celda cumple perfectamente con las exigencias que se le pide.

Ahora se procede a la búsqueda de una celda para los servicios auxiliares.

4.2.2 Celda de servicios auxiliares

En este mismo catálogo se puede encontrar una celda para servicios auxiliares, una celda modular con protección con fusibles, equipada con interruptor seccionador de tres posiciones, cerrado, abierto y puesta a tierra, además de protección con fusibles limitadores, se trata de la cgmcosmos-a.

Características eléctricas			IEC	
Tensión asignada	U_n	[kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f_n	[Hz]	50/60	
Corriente asignada				
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n	[A]	400/630	
Bajante de transformador	I_t	[A]	200	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)				
Entre fases y tierra	U_{fs}	[kV]	28	50
A través de la distancia de seccionamiento	U_{fs}	[kV]	32	60
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo				
Entre fases y tierra	U_{fp}	[kV]	75	125
A través de la distancia de seccionamiento	U_{fp}	[kV]	85	145
Clasificación arco interno	IAC	AFI 16 kA 0,5 s (servicios auxiliares) 20** kA 1 s (medida tensión embarrado)		
	[kV]	n/a		
Interruptor-seccionador IEC 62271-103 + IEC 62271-102				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor $I_n - (t)$ s	I_n	[kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)
Valor de pico	I_p	[kA]	50 Hz: 40/52**/62,5* 60 Hz: 41,6/52**/65*	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I_n	[A]	200	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cn}	[kA]	50 Hz: 40/52**/62,5* 60 Hz: 41,6/52**/65*	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65
Categoría del interruptor				
Endurancia mecánica	1000-M1			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase	S-E3			
Seccionador de puesta a tierra IEC 62271-102				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)				
Valor $I_n - 1$ s o 3 s	I_n	[kA]	1/3	
Valor de pico	I_p	[kA]	50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I_{cn}	[kA]	50 Hz: 2,5/7,5 60 Hz: 2,6/7,8	
Categoría del seccionador de puesta a tierra				
Endurancia mecánica (manual)	1000-M0			
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase	S-E2			

* También disponible con $U_n = 7,2$ kV bajo demanda

** Ensayos realizados a 21 kV/52,5 kA y 25 kV/65 kA

*Valor solo válido para $I_n = 1$ s

* También disponible con $U_n = 7,2$ kV bajo demanda
 ** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA
 * Valor solo válido para $I_n = 1$ s

Figura 80: Características técnicas de la celda de servicios auxiliares

4.2.3 Celda de protección del transformador

Con la idea de proteger al transformador principal y en caso de usar batería de condensadores a este también, se usará una celda de interruptor automático de simple barra, el escogido es el primero de otro catálogo de Ormazabal.

Incluye un interruptor automático de corte en vacío y seccionador de tres posiciones en serie con este. Ambos componentes se encuentran en el interior del compartimento de elementos de maniobra.

La intensidad total de los 10 aerogeneradores es de como máximo 987,57 A, dado que la intensidad es de hasta 2.500 A, este modelo debe ser suficiente para cumplir lo que se le exige.

Características eléctricas						
Tensión asignada	U_n [kV]	24	36	40,5	27	38
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50 / 60			60	
Corriente asignada						
Embarcado general	I_n [A]	Hasta 2500		Hasta 1600	Hasta 2250**	
Línea	I_n [A]	Hasta 2500		Hasta 1250	Hasta 2250*	Hasta 1200
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)						
Entre fases y tierra	U_{fs} [kV]	50	70	95	60	80
A través de la distancia de seccionamiento	U_{fs} [kV]	60	80	118	66	88
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo						
Entre fases y tierra	U_{fs} [kV]	125	170	185	125	170
A través de la distancia de seccionamiento	U_{fs} [kV]	145	195	215	145	195
Clasificación arco interno conforme a IEC 62271-200	IAC	AFL(R) 25 / 31,5 kA 1 s				
Interruptor automático						
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor $I_n = 1\text{ s} - 3\text{ s}$	I_n [kA]	25 / 31,5				
Valor de pico	I_p [kA]	50 Hz: 62,5 / 80 60 Hz: 65 / 82			65 / 82	
Poder asignado de corte y de cierre						
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I_n [A]	Hasta 2500*		Hasta 1250	Hasta 2250	Hasta 1200
Poder de corte en cortocircuito	I_{cc} [kA]	25 / 31,5				
Poder de corriente capacitiva. Batería condensadores	[A]	400				
Secuencia de maniobras nominales						
Sin Reenganche automático		CD-15 s-CD / CD-3 min-CD				
Con Reenganche automático		O-Q3 s-CD-15 s-CD / O-Q3 s-CD-3 min-CD				
Categoría del interruptor automático						
Endurancia mecánica (clase de maniobra)		M2				
Endurancia eléctrica (clase)		E2				
Seccionador de línea						
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor $I_n = 1\text{ s} - 3\text{ s}$	I_n [kA]	25 / 31,5				
Valor de pico	I_p [kA]	50 Hz: 62,5 / 80 60 Hz: 65 / 82			65 / 82	
Categoría del seccionador de línea						
Endurancia mecánica		M1				
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuitos)-clase		E0				
Seccionador de puesta a tierra						
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)						
Valor $I_n = 1\text{ s} - 3\text{ s}$	I_n [kA]	25 / 31,5				
Valor de pico	I_p [kA]	62,5 / 80 (50 Hz) - 65 / 82 (60 Hz)		65		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I_{cc} [kA]	62,5 / 80 (50 Hz) - 65 / 82 (60 Hz)		65 / 82		
Categoría del seccionador de puesta a tierra						
Endurancia mecánica		M1		M0		
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuitos)-clase		E2 (combinado con el interruptor automático)				
* Con ventilación forzada ** Para otros valores, consultar con Ormazabal						

Figura 81: Características técnicas de la celda de protección del transformador

4.2.4 Requisitos de distancia

Antes se mencionó el **RD 486/97** de condiciones en el trabajo, pero este se debe complementar también con el **ITC-RAT-14** de instalaciones eléctricas en el interior del que apenas se ha hablado. Se hará hincapié en el apartado 6 (pasillos y zonas de protección) que hace referencia a distancias a cumplir.

«6.1.1 La anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.»

En pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado habrá un mínimo de 1 m, si hay elemento en alta tensión a ambos lados el mínimo aumenta a 1,2 m.

En pasillos de inspección es un poco menos exigente (algo que parece lógico), con elementos en alta tensión a un solo lado habrá un mínimo de 0,8 m, si hay elementos en alta tensión a ambos lados el mínimo sube a 1 m. En cualquier otro caso, la anchura de los pasillos de maniobra no será inferior a 1,0 m, y la de los pasillos de inspección a 0,8 m.

«Estos valores deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mandos amovibles de aparatos, barandillas, etc. El ancho libre del pasillo será al menos de 0,5 m cuando las partes móviles o las puertas abiertas de los equipos, interfieran en la ruta hacia la salida.»

*«6.1.2 Los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima «h» sobre el suelo medida en centímetros, **igual a 250 + d**. El valor de la distancia «d» es la distancia mínima de aislamiento fase-tierra para instalaciones de interior, expresada en **cm**, según la tabla siguiente:»*

Tensión nominal de la instalación kV (U _r)	≤ 20	30	45	66	110	132	220	400
«d» en centímetros	22	32	48	63	110	130	210	340

Tabla 23: Distancia "d" de seguridad

«6.1.3 En las zonas de transporte de aparatos deberá mantenerse una distancia, entre los elementos en tensión y el punto más próximo del aparato en traslado, no inferior a «d», con un mínimo de 40 centímetros.»

«6.1.4 En cualquier caso, estos pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 230 cm.»

Para las distancias con relación a las celdas prefabricadas el ITC-RAT-14 no es aplicable. Se tomarán las medidas que dice el fabricante para sus módulos en el catálogo técnico.

Antes de decir distancias de con respecto a las celdas, lo primero lógicamente será ver las dimensiones de las respectivas celdas.

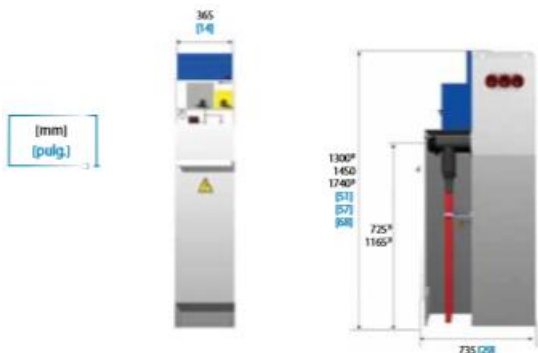


Figura 82: Dimensiones celda de línea

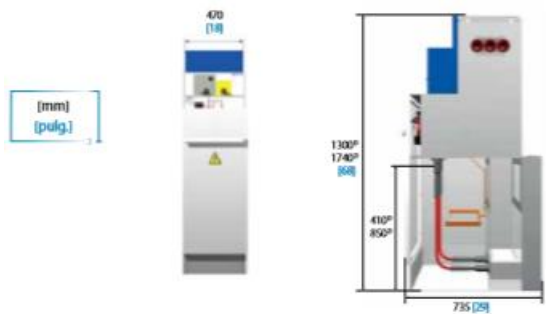
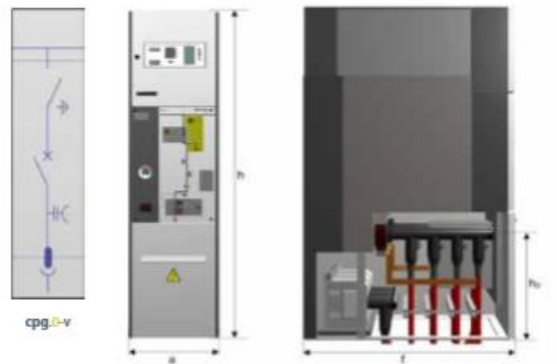


Figura 83: Dimensiones celda de servicios auxiliares



$I_{\text{corte max}}$ [A]	a [mm] [inch]	h [mm] [inch]	hp [mm] [inch]	f [mm] [inch]	Peso [kg] [lbm]
630	[600] (23,6)	[2125] (83,7)	[665] (26,2)	[1015] (40,0)	[280] (617,3)
1250	[600] (23,6)	[2425] (95,5)	[665] (26,2)	[1365*] (53,7*)	[850] (1873,9)
1600	[700] (27,6)	[2425] (95,5)	[665] (26,2)	[1365*] (53,7*)	[900] (1984,2)
2000/2500	[1000] (39,4)	[2425] (95,5)	[665] (26,2)	[1365*] (53,7*)	[1100/1200] (2425,1/2645,6)

*1410 mm/55,5 inch en caso de celdas con clasificación IAC AFLR.

Figura 84: Dimensiones celda protección del transformador

En este caso se tomarían los datos de la tercera fila de las cinco filas que hay, dado que para una intensidad máxima de 987,57 A es el modelo que encaja.

De esta forma a sería 600 mm, h sería 2.425 mm, hp sería 665 mm, f sería 1365 mm (1410 mm en caso de celdas con clasificación IAC AFLR, que es el caso de la celda cpg.0-V) y el peso en Kg sería de 850.

Ahora sí, una vez expuestas las medidas de los distintos tipos de celdas se procede a ver la distancia de salvaguarda que debe tener las distintas partes de las celdas con el entorno que le rodea.

Abajo se muestra en la figura 85 las distancias salvaguardas de las celdas de líneas y la de servicios auxiliares. Estas distancias son las mínimas evidentemente, si se quiere se puede poner más.

Hay que mantener al menos 100 mm con la pared lateral, 500 mm con el techo, 500 mm con el pasillo frontal y la trasera 100 mm.

Distancias mínimas de instalación [mm] (pulgadas)	
Pared lateral (a)	[100] (4)
Techo (b)	[500] (20)
Pasillo frontal (c)	[500] (20)
Pared trasera (d)	[> 100] (> 4)**

** Salvo para cgmcosmos-v (AV/RAV) (> 50 mm/4 pulgadas) y cgmcosmos-m (0 mm/pulgadas)

En caso de conducto posterior = 0 mm/pulgadas

El espacio requerido para extender el conjunto con una celda adicional es 150 mm / 5,90 pulgadas más la anchura de la nueva celda

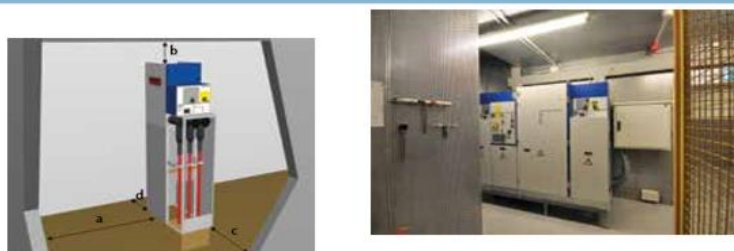
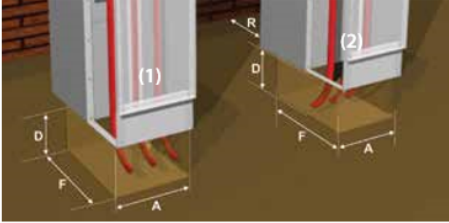


Figura 85: Distancias de salvaguarda para celdas de línea y de

Y las dimensiones del foso correspondiente aparece en la figura 86:



Dimensiones máximas del foso para celdas con ensayo de arco interno

En cuba de hasta 20 kA. Cable seco

Función	Altura de la celda (mm) (pulgadas)	A (mm) (pulgadas)	F (mm) (pulgadas)	D (mm) (pulgadas)	
				(1)	(2)
				Unipolar	Tripolar
l, rb y rc	[1300] (51) [1740] (68)	[285] (11)	[590] (23)	[600] (23) [450] (17,7)	[600] (23) [550] (21,6)
p, a	[1300] (51) [1740] (68)	[390] (15)	[590] (23)	[550] (21,6) [300] (11)	Consultar
v (AV)	[1740] (68)	[520] (20)	[590] (23)	[550] (21,6)	[600] (23)
v (AV3)	[1300] (51) [1740] (68)	[520] (20)	[590] (23)	[800] (31,5) [800] (31,5)	[850] (33) [850] (33)

Clase IAC hasta 20/25 kA. Cable seco

Función	Altura de la celda (mm) (pulgadas)	A (mm) (pulgadas)	F (mm) (pulgadas)	D (mm) (pulgadas)	
				(1)	(2)
				Unipolar	Tripolar
l, rb y rc	[1300] (51) [1740] (68)	[285] (11)	[590] (23)	[600] (23) [450] (17,7)	[600] (23) [550] (21,6)
p, a	[1300] (51) [1740] (68)	[390] (15)	[590] (23)	[550] (21,6) [370] (14,6)	Consultar
v (AV)	[1740] (68)	[520] (20)	[590] (23)	[550] (21,6)	[600] (23)
v (AV3)	[1300] (51) [1740] (68)	[520] (20)	[590] (23)	[800] (31,5) [370] (14,6)	[850] (33,5) [600] (23,6)

Figura 86: Dimensiones máximas del foso

En este caso correspondería la tabla de abajo, la primera fila para la celda de línea y la segunda fila para la celda de servicios auxiliares.

Entre corchetes las distancia en mm y entre paréntesis la distancia en pulgadas.

En la figura 87 se muestra las dimensiones salvaguardas de la celda de protección del transformador.

Con un asterisco indica que no es necesario con conductos de expansión de gases.

Con dos asteriscos indica que es según Anexo A de la norma IEC 62271-200 (Profundidad del foso de cables en función del radio de curvatura del cable).

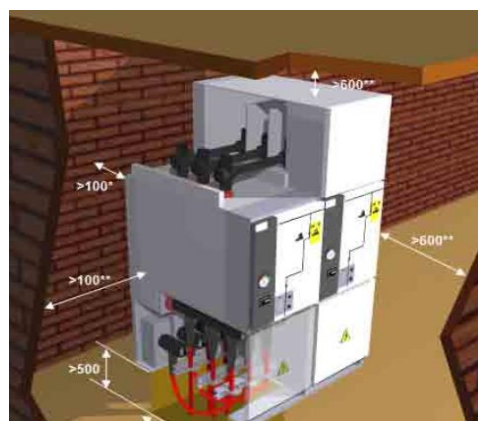


Figura 87: Distancias de salvaguarda de la celda de protección del transformador

4.3 Zona de alta tensión

En el apartado “4.1 Diseño de la red de media tensión” ya se mencionó algo también sobre la parte de alta tensión, siendo las posibles tensiones de este lado 132 Kv, 220 kV, 400 kV, pero no se dijo mucho más al respecto, sin embargo, en el apartado “4.2 Prediseño de la subestación” se indica que la zona de alta es 220 kV, eso es porque como se muestra en los anexos la red más cercana al parque es la de 220 kV.

El lado de alta tensión se divide en dos partes, la posición de línea y posición de transformador. La posición de transformador abarca desde el transformador de potencia hasta las barras de conexión y la posición de línea desde las barras de conexión hasta la salida del cableado de alta tensión a la red eléctrica de 220 kV.

Las barras de conexión tienen la utilidad de conectar en un posible futuro otros elementos o cableados, por ejemplo, un parque que viene a esta barra de este parque en vez de ir directamente a la red. Antes y después de las barras de conexión se deben colocar un interruptor que permita abrir y cerrar el circuito aislando la barra por si se necesita manipular, además de seccionadores que permiten visualizar y dar seguridad de que el circuito está abierto, que no hay ningún riesgo, este último elemento no está diseñado para abrir la corriente directamente, para eso está el interruptor.

Para el prediseño de este parque nuevo no se ha tenido en cuenta que haya o pueda haber futuras conexiones, de forma que no hay barra de 220 kV ni sus interruptores y seccionadores que se encargan de poder aislarlo.

La configuración típica del transformador de potencia para este caso es estrella-triángulo [56], en el caso que se presenta de aumentar la tensión la conexión en estrella es en el lado de alta tensión y la conexión en triángulo en el lado de baja, lo que facilita o ayuda a elevar la tensión por la relación entre tensión de fase y de línea de raíz de 3, si fuese un transformador para disminuir la tensión se haría la conexión al revés.

Antes y después del transformador se conectan unas autoválvulas que tienen la utilidad de que, en caso de un aumento brusco de tensión en el cableado, por ejemplo, provocado por un rayo, un cable que lo conecta a tierra que a tensión nominal está aislado deja de aislar y desvía la corriente a tierra.

En el lado de media tensión que conecta al transformador en triángulo, las fases se conectan se conectan a una reactancia unidas entre sí conectadas en estrella, de esta forma se genera un falso neutro que se puede conectar a tierra.

En el lado de alta tensión después de la autoválvula se conecta a un interruptor ya explicado (*«6.1 Las líneas eléctricas aéreas de 220 kV de tensión nominal, o superior, de nueva construcción, sus modificaciones o las modificaciones de líneas ya existentes, deberán conectarse en cada extremo a una subestación con apartamento de corte en carga.»*) y junto a él un seccionador con puesta a tierra, que no deja de ser un simple seccionador ya explicado pero que cuando abre se conecta a tierra.

También se debe conectar un transformador de tensión cuya utilidad es transformar la tensión para poder medirla, se reduce la tensión, se mide, y se le aplica la relación de tensión para saber cual es su valor de alta tensión. Análogo se debe colocar algún transformador de intensidad para el control.

Yo personalmente he decidido poner otra autoválvula antes de salir del parque hacia la red eléctrica porque, aunque no es obligado como el del transformador (principal componente del presupuesto de la subestación), el interruptor también supone lo suyo como para tener que cambiarlo y sobre todo más bien por no tener que parar mucho ante un defecto, no es solo el coste en sí del interruptor. Para curar en salud se ha decidido colocar una autoválvula que no supone en el coste total un aumento importante del presupuesto.

También se colocará un pararrayos cuya función es atraer a los rayos hacia sí y dirigirlo hacia tierra, no es lo mismo que la autoválvula, la cual actúa en caso de que la sobretensión llegue al conductor desviándolo hacia tierra.

En el LAT, al tratar con las protecciones te aconseja hacer uso **del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.** [57]

La apartamenta deberá cumplir con los criterios que en esta normativa están estipulados en la **ITC-MIE-RAT-06**. De igual modo los transformadores de potencia con la **ITC-MIE-RAT-07**, los transformadores de medidas con la **ITC-MIE-RAT-08**...

5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN

Esta parte es importante, sería la cúspide de la pirámide que supone este estudio, si bien todas las partes anteriores eran realmente importantes por ser la base sobre la que se sustenta el estudio (dado que, si no está bien el estudio del viento, eléctrico etc. este último daría igual), esta parte es la interpretación de esa base que dispone si el proyecto es viable o no. La base es lo más importante, pero sin la cúspide que supone este paso, la pirámide no vale nada.

Antes de llevar a cabo el análisis económico es necesario recopilar todos los costes necesarios para el proyecto, pues estos, como se puede prever son necesarios para su desarrollo.

5.1 Presupuesto

El precio del aerogenerador se estimó sumando la obra civil asociada a él y era de 3.907.900 €, la obra civil asociada se estima en 149.560 €, si se le resta queda 3.758.300 € cada molino o aerogenerador.

El coste de la zanja se ha estimado con Cype online [34], en la región de Zas, considerando arcilla semidura y se estima en 20 € el metro cúbico sin transporte de carga.

ADE010 m³ Excavación de zanjas y pozos.						19,92€
Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.						
Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe	
1		Equipo y maquinaria				
mq01exn020b	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW.	0,332	48,42	16,08	
		Subtotal equipo y maquinaria:			16,08	
2		Mano de obra				
mo113	h	Peón ordinario construcción.	0,224	15,38	3,45	
		Subtotal mano de obra:			3,45	
3	%	Costes directos complementarios				
		Costes directos complementarios	2,000	19,53	0,39	
		Costes directos (1+2+3):			19,92	

Figura 88: Coste zanja

En el mismo Cype se estima el transporte de tierras que supone unos 5,24 más 1,79 la hora para un Dumper, 30,84 más 0,95 la hora con camión de 8 toneladas y 40,09 más 0,82 la hora para camión de 12 toneladas.

La cantidad de tierra es de unos 7,3 metros cúbicos que se estima en 10,9 toneladas aproximadamente en orden de magnitud. Se estimará el coste de desplazar la tierra de 41 € aproximadamente.

Se ha considerado una anchura de 18 cm para los que llevan dos cables por fase y 10 cm para los que llevan solo un cable por fase. El coste es de en torno 20 € por metro cúbico, pero se quiere poner por longitud, igual que el cable. La profundidad de la zanja es de 1,25 metros, luego el área es de 0,00225 metros cuadrados para dos cables por fase, y 0,00125 metros cuadrados para un cable por fase. Se divide 1 entre el área y se obtiene la longitud para la cual hay un metro cúbico de tierra, el de mayor anchura se alcanza ese volumen a los 444,44 metros mientras que al de menor anchura como cabía esperar es mayor, de 800 metros. La longitud a la que alcanza el metro cúbico es la longitud a la que se alcanza los primeros 20 €. Al dividir los 20 € que suponen el metro cúbico entre las distancias a las que equivalen el metro cúbico sale el precio por longitud.

Para la zanja de dos ternos (la más ancha) sale 45 € el Km, mientras que para la de un terno o un solo cable por fase (la menos ancha) sale 25 € por Km.

El coste no depende de la profundidad, solo si es por encima o igual del 1,25 m de profundidad o por debajo donde sube el precio un poco, yo he cogido hábilmente justo el límite de 1,25 m.

En obra civil asociada a molino eólico se incluyen la zapata, plataforma de montaje y demás gastos asociados a la construcción del aerogenerador.

En Cype online se ha estimado el coste de la instalación del cable de media tensión Prysmian Group de 400 mm² en torno a los 2 € por metro o lo que es lo mismo 2.000 € por metro.

El coste del centro de transformación se estima en 2,5 millones de euros, incluyéndose en él todos los costes de celdas de protección, transformador, edificio etc.

El coste del cableado es el de los dos pedidos de 10 bobinas de 1.000 m, suma que asciende a 20.000 m.

Los gastos de ingeniería asociados a la gestión administrativa se estiman en 300.000 €, esto y la subestación o centro de transformación se ha estimado en orden de magnitud haciendo uso de la presentación de un trabajo de master en energía solar y renovable [35].

También está el coste de desmantelamiento se estima en 250.000 € y se aplica al final de la vida del parque eólico, este coste lo llevaran tanto el parque nuevo como el antiguo actualizado a su último periodo de flujo de caja cuando se haga la comparación, pero también se añadirá como gasto aproximado de inversión inicial en el parque nuevo al desinstalar el antiguo en inversión inicial.

Los gastos que tienen en común el mismo año, por ejemplo, por el terreno no se tiene por qué tener en cuenta porque se anulan al compararse, claro que el tiempo que le queda al parque antiguo y por tanto la cantidad de flujos de caja son menores que el parque nuevo.

Para usar Cype online [34] hay que registrarse, en su menú principal aparecen 3 tipos de obras, siempre debe haber al menos un tipo de obra, obra nueva, rehabilitación, y urbana. Rehabilitación suena por un lado factible para repotenciación, pero realmente no se va a hacer cosas sobre otras, es decir la zanja que se va a construir que es una de las pocas cosas para las que se ha usado Cype es una zanja nueva, no hace de ninguna forma determinada en relación con otra zanja anterior existente.

Por defecto la región que aparece es valencia, o al menos en mi caso, se debe seleccionar la región de España en la que se quiere hacer el proyecto.











Añadir "Obra nueva"		Añadir "Rehabilitación"		Añadir "Espacios urbanos"	
Acción	Descripción	Tipo	Zona		
   	Características por defecto	Obra nueva	Zas (A Coruña)		
   	Características por defecto	Rehabilitación	Valencia (Valencia)		
   	Características por defecto	Espacios urbanos	Valencia (Valencia)		

Figura 89: Cype online (inicio)

En la parte izquierda la primera opción es de editar condiciones generales, (yo le he dejado por defecto, básicamente he cambiado la región por la de Zas en A Coruña), la segunda opción es borrar y la tercera copiar.

Se selecciona acceder en la obra de la lista de tipos de obras sobre la que se quiere trabajar, en mi caso el primero que aparece.

En la figura 90 se muestra un ejemplo. Tras acceder a la obra se mostrará a la izquierda un menú de precios desglosados, seleccionando los que interesen se saca dichos precios. En este ejemplo he seleccionado instalación eléctrica de cable de media tensión, solo aparece como opción de material de cable el aluminio, material que casualmente he usado yo, asique parece que escogí bien es común usarlo en media tensión frente al cobre.

D Demoliciones
A Acondicionamiento del terreno
C Cementaciones
E Estructuras
F Fachadas y particiones
L Carpintería, cerrajería, vidrios y protecciones solares
H Remates y ayudas
I Instalaciones
IL Infraestructura de telecomunicaciones
IA Audiovisuales
IC Calefacción, climatización y A.C.S.
IB Sistemas de climatización
IE Eléctricas
IEP Puesta a tierra
IEO Canalizaciones
IEH Cables
m Cable con aislamiento
m Cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"
m Cable eléctrico para media tensión "PRYSMIAN GROUP"
m Cable eléctrico para transmisión de datos y audio "PRYSMIAN GROUP"
Ud Accesorio para cable eléctrico para baja tensión "PRYSMIAN GROUP"
Ud Accesorio para cable eléctrico para media tensión "PRYSMIAN GROUP"
IEP Puesta a tierra

Casa comercial
Fabricante
Documentación
PRYSMIAN. Cables y accesorios para media tensión. Catálogo.
Tensión nominal
12/20 kV
18/30 kV
Cable unipolar
Conductor
Con pantalla y cubierta
De aluminio
Aislamiento
De etileno propileno de alto módulo (HEPR)
De polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta
De poliolefina termoplástica (Z1)

Figura 90: Cype (Menú precios desglosados)

PRESUPUESTO

	Precio unidad	Cantidad	Precio total
Aerogeneradores			
Aerogenerador de Gamesa G132-3.3(h=84)	3.758.300,00 €/ud	10 ud	37.583.000,00 €
Obra civil			
Zanja 2 ternos	45,00 €/Km	0,786 km	35,37 €
Zanja 1 terno	25,00 €/Km	4,409 km	110,23 €
Zanja total	28,03 €/Km	5,195 km	145,60 €
Transporte de tierras asociados a la zanja	-	-	41,00 €
Instalación de cableado	2.000,00 €/Km	5,195 km	10.390,00 €
Obra civil asociada directamente al molino	149.560,00 €/ud	10 ud	1.495.600,00 €
Desmantelamiento	250.000,00 €	2	500.000,00 €
Infraestructura eléctrica			
Cableado media tensión	36.152,00 €/Km	20 km	723.040,00 €
Subestación	2.500.000,00 €/ud	1 ud	2.500.000,00 €
Gastos de ingeniería			
Gestión administrativa	-	-	300.000,00 €
Aerogeneradores		37,583,000.00 €	
Obra civil		2,006,176.60 €	
Infraestructura eléctrica		3,223,040.00 €	
Gastos de ingeniería		300,000.00 €	
Coste total		43,112,216.60 €	

Distribución coste

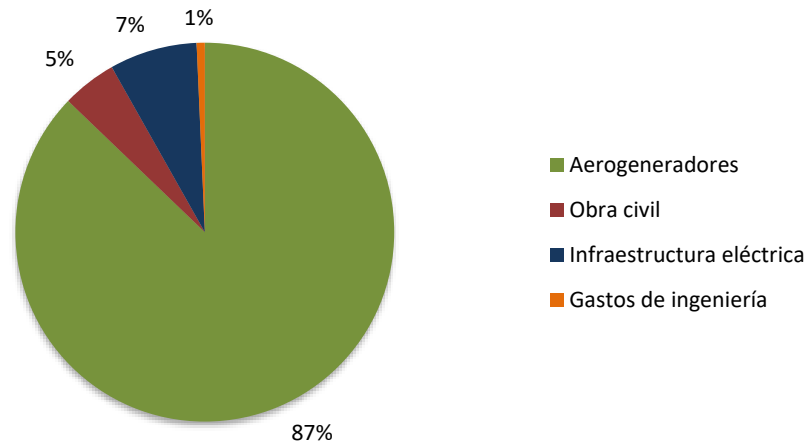


Figura 91: Distribución coste del parque eólico

Lo cierto es que el coste de los aerogeneradores para una instalación nueva suele ser del orden del 80 %, aunque no sería descabellado algo menos incluso. Sale algo más del 80 % pero porque no se ha añadido tema de papeleo y licencias que se supone que no habrá que volver a hacer y se dispone de cuando se hizo el parque antiguo, a parte de que es una estimación en orden de magnitud.

Fuera del coste de inversión, está el coste del terreno que no se tiene en cuenta mientras se de en ambos casos, producción del parque antiguo y producción del parque nuevo, claro que si uno tiene más años que otro por delante ya cambia la cosa, pero si se da simultáneamente se anula en la comparación, aunque se puede añadir de todas formas para todos los periodos y no tener que estar pendiente de en qué periodo solo se da en uno de los dos casos pero es una sencillez en cualquier caso.

También hay otros gastos aparte de la inversión que corresponde a cada flujo de caja como los de operación y mantenimiento que ya se mencionó, o los del terreno dado que lo normal es que sea alquilado y el propietario del terreno y el del parque sean distintos (2.000 €/MW/año).

Se debe tener en cuenta también el gasto que supone las pérdidas eléctricas del cableado de media tensión dado que en la energía producida por el molino es antes de esas pérdidas producidas al transportar la corriente.

Al final de la vida de cada uno de los parques también se tiene un determinado ingreso ya sea por venta de materiales residuales como chatarra o como máquina a las que aún le queda algo de vida y se puede vender de segunda mano. Para el parque nuevo (repotenciado), se estimará su valor residual en 2 % de la inversión, lo que viene a ser 862.244,33 €, y el valor del parque antiguo antes de terminar su vida útil en el caso de ser repotenciado se estimará basándose en datos de una página web de segunda mano [36], en 25.000 € cada molino eólico del parque antiguo, es decir, 2.000.000 € en total por los 80 aerogeneradores que componen el parque antiguo.

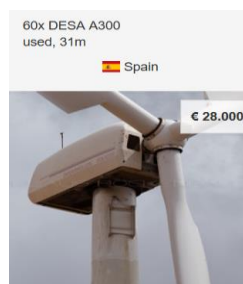


Figura 92: Oferta de segunda mano

No sé de cual es valor de la inversión del parque antiguo, así como sus componentes y demás, de modo que es más difícil estimar su valor residual al final de su vida para el caso de no repotenciarse. Se estimará dándole el mismo valor que el nuevo, 862.244,33 €, hay que tener en cuenta que tampoco es un estudio económico purista, son valores que en orden de magnitud dicen si es rentable el proyecto o si lo es más que el caso de mantener el parque antiguo.

En la figura 92 se muestra una oferta de 60 aerogeneradores del mismo modelo de aerogenerador que el que se dispone en este parque antiguo de Zas, la oferta es de 60 aerogeneradores por 28.000 € cada uno. El valor considerado anteriormente sería 80 aerogeneradores a 25.000 € cada uno.

5.2 Viabilidad del proyecto

Ya se tiene todo lo necesario para la parte final donde se materializa todo lo anterior, la viabilidad del proyecto.

Para este estudio hay que tener en cuenta la amortización del inmovilizado. Una empresa cuenta con activos corrientes (dinero que posee o cosas que tiene como objeto transformar en dinero) y activos no corrientes (no tienen como objeto transformarse en dinero) como por ejemplo la maquinaria, muebles, inmuebles... Estos activos por lo general tienen una vida determinada y pierden valor por el desgaste y/o avance de la tecnología.

La amortización tiene en cuenta la depreciación del inmovilizado dentro de sus activos, pasándolo a gastos y de este modo reduciendo el resultado de cada flujo de caja (realmente son activos, no gastos, se contabiliza en el coste de inversión y no en los flujos de caja). Se puede amortizar todo el activo no corriente que sea tangible a excepción de los terrenos, dado que estos no sufren una depreciación o deterioro, es más, generalmente suben su valor. Aquellos activos no corrientes que sean intangibles deben tener una vida finita para poder amortizarse, por ejemplo, una patente.

Para este proyecto se puede amortizar los aerogeneradores, la obra civil, el cableado de media tensión (coste material de la bobina del cable y el de instalación), y la subestación o centro de transformación. Básicamente no se amortizará los gastos de gestión que ni siquiera es un activo, como su propio nombre indica es un gasto (asociado a la inversión), es una salida de dinero que no incrementa el valor del activo, pero esto no quita de que sea necesario.

Se realizará una amortización lineal, es decir, se dividirá en partes iguales entre todos los flujos de caja a lo largo de toda su vida útil. Hay otras opciones como la amortización degresiva por números dígitos que considera un mayor gasto en los primeros flujos de caja, saliendo para este caso un mayor VAN.

Las amortizaciones no pueden ser totalmente como a uno le parezca, hay unos límites, unas tablas de coeficientes de amortización lineal que hay que respetar. Tienen un periodo máximo de años y un coeficiente lineal máximo, el máximo porcentaje de su valor que puede suponer cada fracción en la que se ha dividido el amortizado, lo que viene a decir el periodo mínimo de años en que se puede dividir. Ejemplo de esto último es, si algo tiene un coeficiente lineal máximo del 5 % quiere decir cada fracción no puede superar el 5 % de su valor, debe ser igual o inferior, de esta forma dividiéndolo en un valor que como máximo es el 5 %, linealmente se necesita un mínimo de 20 años de amortización (100/20).

Buscando en internet la tabla de coeficientes de amortización lineal que establece los límites [37], se extrae los siguientes:

Tipo de elemento	Coeficiente lineal máximo	Periodo de años máximo
SE	5% (20)	40
Cables	7% (14,29)	30
Central renovable	7% (14,29)	30
Obra civil general	2% (50)	100

Tabla 24: Coeficientes de amortización lineal

Dado que la vida del parque eólico se estima en 25 años y se debe respetar los límites expuestos en la tabla 24, se amortizará todo a 25 años.

Hay un activo por valor de 42,562,216.60 € que forma parte de la inversión, también hay un gasto asociado a la inversión de 300.000 € que teniendo en cuenta el impuesto de sociedad que se supondrá el general (30%) queda en 210.000 €. Los valores residuales en verdad son el valor contable que queda por amortizar de un activo, si está amortizado vale 0 €. Si se vende un activo por encima de ese valor contable o residual, la diferencia es una plusvalía y es un ingreso al que también hay que aplicarle el impuesto de sociedad del 30 %.

Entonces a aquello que llamé informalmente valor residual en el caso del ingreso a final del periodo o vida útil del parque es solo plusvalía. La plusvalía que se obtiene al final de la vida de cada parque sería 862.244,33 € multiplicado uno menos 0,3, es decir, 603.571,031 €. En el caso de la venta de los aerogeneradores antiguos en el caso de repotenciación no se sabe cual es su valor contable, se supondrá que es el valor por el que se vende y que no hay plusvalía, no aplicando el impuesto de sociedad. Si su valor contable fuese realmente 25.000 € cada uno, y se vendiese por más, 26.000 € por ejemplo, se tendría igualmente 25.000 € de valor residual, solo que además habría una plusvalía de 1.000 € por cada aerogenerador, un beneficio al que habría que aplicar el impuesto de sociedad, pero supondré que en este caso no hay plusvalía y se vende por su valor contable de forma que no se obtiene beneficio. Los gastos de gestión se sumarán al principio, la plusvalía que se obtiene al final de la vida útil del parque eólico se sumará al final evidentemente y el valor residual que se obtiene en el caso de repotenciar por la venta de los aerogeneradores antiguos (suponiendo como ya se ha dicho que se vende por su valor contable y no hay plusvalía) se sumará al principio del caso de repotenciación.

Se supondrá que no hay circulante (dinero que se aporta al principio y se recupera al final) en ninguno de los casos. Al final de la vida de cada parque se sumará como coste el desmantelamiento de 250.000 €.

Fuera de la inversión están los ingresos y gastos que se obtienen en cada periodo, los flujos de caja. El ingreso será la venta de la energía (precio de la energía multiplicado por la diferencia entre energía generada y energía disipada por el cable de media tensión). Los gastos serán los de operación y mantenimiento más los de alquiler del terreno que se estimará en función de la potencia y no del número de molinos, cosa que sería favorable al reducirse el número de molinos, pero no es muy justo lo propietarios de las tierras no estarían muy de acuerdo, no me meteré en política sobre los acuerdos, pero supondré este caso más desfavorable.

Si no hubiese amortización se haría la diferencia entre ingresos y gastos si quitaría el impuesto de sociedad, o quitar a ambos el impuesto de sociedad y hacer la diferencia, es lo mismo.

Pero como hay amortizaciones, estas se restarán como si fuesen un gasto más, después se quitarán sobre ese resultado el impuesto de sociedad, tras esto, a este beneficio neto se le suma la amortización y se obtiene el flujo de caja. No hay que olvidarlo, la amortización no es un gasto real, los activos se han pagado en la inversión inicial, tras tenerlo en cuenta para los impuestos por ser una salida de dinero esa depreciación, debe volver a sumarse tal como se ha dicho.

Al no saber los valores de las inversiones del parque antiguo no se puede saber la amortización, la cual tampoco se sabe si es lineal o si se ha hecho hasta los 25 años. Como se ha supuesto que la venta de los 80 molinos (2.000.000 €) era exactamente el valor residual y no había plusvalía, se supondrá una amortización de 400.000 € para los 5 años restantes.

Eso es referente a los molinos, hay otros equipos del parque antiguo como el transformador que se desconoce y no se puede estimar el ingreso que supone para el caso de repotenciar, pero por otro lado tampoco se tiene en cuenta en la amortización del antiguo asique se compensan un poco.

“Un euro hoy vale más que un euro mañana”, primer principio financiero fundamental.

Si tengo 100 euros hoy y puedo obtener un interés anual del 10 % por él, tengo 110 euros dentro de un año.

$$100 \times (1 + 0,1) = 110$$

Luego en esa situación 100 euros de hoy equivalen a 110 euros dentro de un año, si fuesen dos habría que multiplicar otra vez, sería 121 euros.

$$110 \times (1 + 0,1) = 121 = 100 \times (1 + 0,1)^2$$

Visto al revés, 121 euros de dentro de dos años actualizado a la fecha actual equivale a 100 euros.

$$100 = \frac{121}{(1 + 0,1)^2}$$

En el apartado 3.2.2.2 ya se explicó sobre el coste del dinero y demás para la elaboración de una sencilla comparación, todas esas cosas ya explicadas serán de utilidad ahora para hacer este análisis económico que es más detallado y completo.

La actualización no tiene nada que ver con la inflación, al decir que 100 euros hoy, equivale a 121 euros dentro de dos años quiere decir que el interés que se puede obtener por ese dinero es del 10 %, en cambio si se dice que con 100 euros de hoy se compra lo mismo que con 121 euros dentro de dos años, quiere decir que la inflación es del 10 %, es un aumento del precio.

Del parque nuevo se obtuvo de la simulación que produce una energía estimada de 201,72 GWh aproximadamente, y del diseño óptimo de la red de media tensión una energía disipada de 1.62 GWh.

Del parque antiguo se obtuvo de la simulación una producción estimada de 51.94 GWh aproximadamente pero no es posible saber que energía se disipa en la red de media tensión. Como aproximación se ha calculado que porcentaje supone la energía disipada del parque nuevo con respecto a la energía neta estimada que produce y es un 0,81 %. El 0,81 % de 51,94 GWh es 0,42 GWh.

Los gastos de O&M recuerdo que se estiman en 20.000 € por MW instalado y el terreno se ha comentado recientemente.

El parque antiguo que se considera operativo desde 1.998, suponiendo una vida útil de 25 años, se supondrá que le quedan 5 años de generación.

Modelo	Pot.instalada [MW]	Energía Neta [GWh]	Energía disipada en media tensión[GWh]	Inversión aerogenerador[€]	Precio Electricidad [€/GWh]
G132-3.3(h=84)	32.5	201.72	1.62	39079000	42130
Desa A 300	24	51.94	0.42	-	42130

Ope&Man	Coste terreno	TIR	VAN	Payback	Payback (teniendo en cuenta actualización)
650000	45651.63	13.98%	51916184.14	6.88	8.21
480000	11754.83	-	6056567.09	-	-

Tabla 25: Comparación económica de repotenciación

Esto está hecho para un valor de tasa descuento de 4 %, el TIR que es independiente de la tasa de descuento vale 13,98 %, un valor muy bueno, a pesar de la posible idealización y demás el VAN del parque nuevo durante los siguiente 25 años es abrumadoramente superior a la de los 5 años restantes del parque antiguo donde no se hace inversión y es producir con lo que ya queda o se tiene. El payback calculado con los flujos es de 6,88 años, se recuperaría técnicamente el dinero de la inversión del parque nuevo poco después de que termine la vida útil del parque antiguo si no se repotenciase. Si se tiene en cuenta el payback actualizado, es decir, no calculado con los flujos sin más si no con el VAN sale un número mayor lógicamente y es de 8,21 años. Todo esto para una tasa del 4 %, si se aumenta, el payback actualizado aumentará para recuperar la inversión.

Para esta tasa de descuento se alcanzaría el VAN del parque antiguo en los 5 años que le queda a los 10 años aproximadamente.

En el caso del parque antiguo donde no se hace una inversión y los flujos son pequeños, el VAN se ve afectado menos por la tasa de descuento y cae solo un poco, mientras que en el caso de repotenciar donde hay una gran inversión, aunque grandes flujos a su favor, se encuentra que cuanto más sube la tasa de descuento más se ve perjudicado enormemente tal como se muestra en la figura 93.

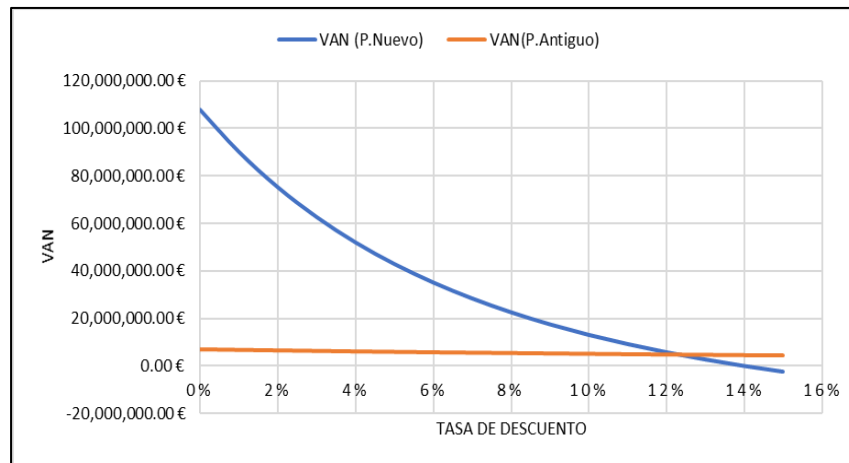


Figura 93: VAN en función de la tasa de descuento

El VAN sin actualizar evidentemente no se ve afectado por la tasa de descuento, pero el actualizado lógicamente sí. Cuanto menor es la tasa de descuento antes se retorna la inversión, si es cero coincide con la tasa sin actualizar, a medida que aumenta la tasa de actualización aumenta el tiempo necesario para retornar la inversión.

Cuando se aproxima al TIR, momento en el que el VAN se hace cero, el retorno se acerca a los 25 años de recuperación de la inversión, coincidiendo con el periodo de explotación, consiguiendo un valor nulo en caso de hacer la inversión.

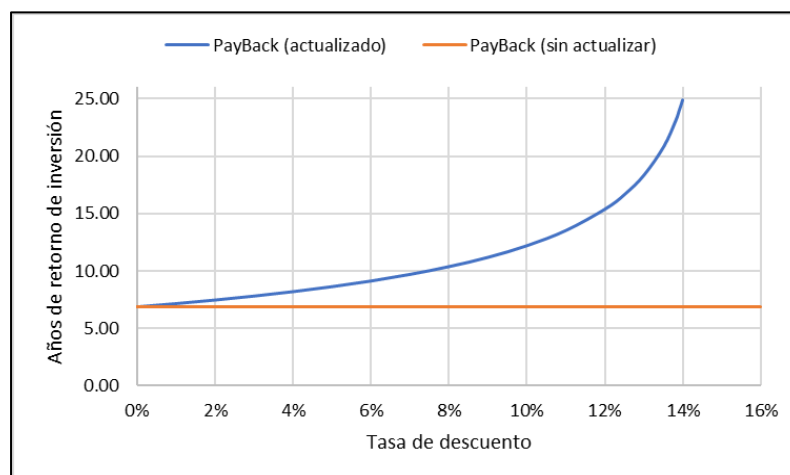


Figura 94: PayBack en función de la tasa de descuento

Con estas últimas gráficas se puede observar la importancia de la tasa de descuento o el coste capital del dinero, si este es elevado la inversión en repotenciar el parque eólico resulta menos interesante como es lógico.

El VAN del caso de repotenciar en verdad debe tener un VAN real menor del que se ha obtenido por la idealidad y simplicidad (simplicidad relativamente) con la que se ha resuelto como por ejemplo como ya se dijo de que el parque tiene una zona con una clase de viento (I) y otra zona con otra clase (II) a la altura de buje usada, se ha usado un aerogenerador de clase II que tiene unas aspas muy grandes (al menos en relación a su potencia) que con la fuerza del viento clase I produce mucho pero no aguantaría dichas condiciones, un estudio detallado y más correcto sería separar la zona I de la II con mapas poligonales a la altura de buje deseada y optimizar encerrando cada tipo de aerogenerador en su zona como ya se explicó.

Si bien en la zona de clase I (mejores vientos) para esa potencia el aerogenerador tendría unas aspas menores y produciría menos a igual velocidad, cuenta con la ventaja de una menor inversión (menor coste de material e instalación), no está claro cómo quedaría afectado el VAN.

Se ha considerado que se empieza a producir a partir del primer periodo en comparación con el parque antiguo ya instalado que sí que produce, realmente en el caso de repotenciación se tardaría algo más en recibir esos flujos, aquí sí que no hay duda de que haría bajar el VAN del caso de repotenciación.

6 CONCLUSIÓN

La primera conclusión obtenida de este TFG es que los parques más interesantes para repotenciar son aquellos que cuentan con máquinas más antiguas y están instalados en zonas con mejores condiciones de viento.

Los resultados obtenidos en el apartado “viabilidad del proyecto” demuestran que es interesante repotenciar, pero se están comparando 25 años del caso de llevar a cabo la repotenciación con 5 años de no llevar a cabo la repotenciación y producir lo restante que le queda de vida útil al parque antiguo.

Se están comparando periodos distintos, no habría problema si en los 5 primeros años del caso de repotenciar los beneficios fuesen mayores que el de no repotenciar, de forma que resulta interesante llevar a cabo la inversión, pero solo en recuperar la inversión se tardan más de 5 años.

Si el VAN del caso de repotenciar es menor o incluso siendo ligeramente mayor que el caso de no repotenciar está claro que no interesa invertir.

Pero en una situación intermedia como la que se da es necesario profundizar un poco más, de modo que se ha replanteado la situación comparando el caso de repotenciar con un periodo de 25 años de vida útil con los 5 años de mantener la vida útil restante del parque antiguo y llevar a cabo la repotenciación al final de esos 5 años para comparar ambos casos en un mismo periodo, 25 años.

De esta forma aumenta considerablemente el VAN del caso de mantener un poco más el parque antiguo, pero se queda por debajo del caso de repotenciar inicialmente, en torno a los 35 millones actualizados frente a los 52 del caso de repotenciar desde el primer momento (suponiendo tasa de descuento de 4 %).

De aquí la conclusión que se saca es clara, no solo es interesante repotenciar, sino que cuanto antes se repotencie mejor, la inversión es elevada pero los flujos acaban compensando enormemente.

De todas formas, no hay que olvidar la tasa de descuento, cuando está en torno al 11.65 % se iguala el VAN del caso de repotenciar con el de instalar el nuevo parque después de producir durante los 5 años restantes que quedan. Para el caso de producir los 5 años restantes sin repotenciar es en torno a 12.28 %.

Con esto quiero recordar lo que se comentó en las gráficas del apartado “viabilidad del proyecto” de que la rentabilidad de la inversión depende bastante del coste capital del dinero.

Por otro lado, las máquinas y su tecnología mejoran con el tiempo, los aerogeneradores cada vez pueden ser más grandes y dentro de 5 años puede haber opciones aún mejores para instalar. Dicho esto, si cada vez que recuperas una inversión y le empiezas a sacar beneficio lo repotencias una tras otra vez no terminas de sacarle el máximo partido, aunque este parque tan antiguo ya se supone que recuperó lo invertido hace tiempo y lleva tiempo dando beneficios.

Es interesante llevar a cabo la repotenciación con estos resultados, aunque no es descabellado ir a lo seguro y obtener esos beneficios restantes durante los 5 años de vida que le quedan. Una inversión siempre conlleva riesgos, sobre todo cuando la generación depende del viento, que es un recurso energético que se puede estimar, pero no saber a ciencia cierta.

Las **6.099,42 horas equivalentes** del parque nuevo son muy llamativas a pesar de las explicaciones ya comentadas en la página 83, y tras una investigación continuada se decide comprobar la veracidad de la página WINDPOWER [55] con el criterio del rendimiento y resulta que para **2 m/s** que le corresponde **67,055 kW** de potencia máxima del túnel de viento, **40,23 kW** máxima posible según límite de Betz y sin embargo afirma producir una potencia de **100 kW**, imposible. En la página web [39] si afirma valores más lógicos que en la página [55], **36 kW para 3 m/s** por ejemplo, que se usará para corregir la curva de potencia. La sección sigue siendo igual en cuanto a criterio térmico por calcularse con intensidad nominal, la sección por criterio económico de los tramos de menor intensidad puede bajar algo, pero la de mayor intensidad seguirá necesitando la misma sección de 400 mm² que es la que se quedará por homogeneización.

La energía disipada no se ha recalculado por ser despreciable frente a la neta y en orden de magnitud saldría algo igual, solo ligeramente menor siendo conservador dejarlo.

Al cambiar las nuevas horas equivalentes “4.887,6h” con la nueva curva de potencia, la energía neta obtenida de la simulación baja de 201 GWh anual a 161,29 GWh anual aproximadamente, a falta de la energía disipada.

Es un valor mucho más razonable, aunque aún es algo elevado y para dar mayor precisión restaré tanto al parque nuevo como al antiguo un 10 % de las horas equivalentes asociado a la energía neta por las paradas que suelen hacer las centrales eólicas por solicitud del operador de la red para garantizar su estabilidad, o por mantenimiento, reparaciones, turbulencias... e incluso por paso migratorio de aves quedando las horas equivalentes en 4.350 para el parque nuevo y 1.947 para el antiguo.

El VAN del caso de repotenciar pasa de 52 a 26 millones y el de mantener la vida útil restante del parque antiguo de 6 a 5,3 millones. El TIR pasa de 13,9 % a 9,35 %, y el payback actualizado de 8,21 a 9,35 años.

Para el caso de replanteo de esos 52 millones frente a los 35 millones con los datos erróneos de Windpower, pasa a 26 millones en caso de repotenciar ya, frente a los 22,5 millones de repotenciar en el caso de esperar a que termine la vida útil del parque antiguo.

Tras hacer las debidas correcciones el caso de repotenciar sigue siendo claramente el más atractivo y cuanto antes se haga mejor.

Por último, hay que destacar la importancia del criterio económico (que parece algo secundario y que no hay que dar importancia) y la homogeneización que tras corregir los datos de curva de potencia muestran que al poner una sección de 400 mm² en vez de la impuesta por el criterio térmico de distintas secciones para cada tramo se ahorra un total de 356.157,97 € actualizados en los 25 años de vida útil, pero además no se puede comprar cables de una longitud exacta que necesitas para cada sección, por lo que esta cifra de ahorro se dispara, por no hablar de que se facilita el mantenimiento y la reparación de averías.

7.1 Anexo A: Distribución de Weibull

En un momento dado del estudio se comparó las torres de medida multiplicando la potencia a una velocidad dada por la probabilidad de que se diera esa velocidad saliendo distintos resultados según los parámetros C y K de la torre de medida.

Sin embargo, la distribución de Weibull es una distribución continua donde la función de densidad define como es, pero no es la probabilidad de que se dé exactamente la velocidad “v”, la probabilidad de que se dé un valor exacto en una función de distribución continua es cero. Para calcular la probabilidad se debe usar la función de probabilidad, que se obtiene integrando la función de densidad, y de esta forma se saca la probabilidad de que se un viento cuya velocidad se encuentra entre dos parámetros.

$$F(u) = \int_{u_2}^{u_1} f(u) du = \int_{u_2}^{u_1} \frac{K}{C^K} \times (u)^{K-1} \times e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^K} du = - \int_{u_2}^{u_1} -K \times \frac{1}{C} \times \left(\frac{u}{C}\right)^{K-1} \times e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^K} du$$

$$F(u) = - \left[e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^K} \right]_{u_2}^{u_1}$$

Entre un valor u1 cualquiera y cero sería:

$$F(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u_1}{C}\right)^K}$$

Pero lo cierto es que originalmente es una distribución discreta, se toma un muestreo de medidas divididas en intervalos, a cada intervalo de velocidades se le asigna un valor exacto, por ejemplo, al rango de datos de velocidad entre 0 m/s y 1 m/s se le asigna 0,5 m/s. Con todos los datos tomados dentro de un intervalo dado asignados a un valor concreto se construye la función de densidad de carácter continuo de la que se extrae posteriormente las probabilidades con la función de probabilidad.

Al tomar la probabilidad de que sople a 0,5 m/s saldría cero al definir la integral n un valor puntual y es lógico siendo una función continua, la probabilidad de que sople a 0,500000000... m/s es cero. Pero como aproximación al tomar el valor de la función de densidad en 0,5 m/s se está teniendo en cuenta un pequeño intervalo realmente, entre 0 y 1 m/s para el ejemplo tomado y es una aproximación válida para unos cálculos rápidos de entrada.

Cuanto más pequeño sea el intervalo de datos de velocidad de viento más preciso será la función, y dada una determinada función, una manera más exacta de hacerlo sería usar la función de probabilidad (la integrada de la función de densidad) e ir sumando para cada pequeña franja en torno a un valor la potencia que le corresponde por la probabilidad (cuanto más pequeño sea la franja más precisión) o en el caso de que no sea la potencia de la máquina dada por el fabricante sino la potencia que tiene el viento en función de la velocidad se podría añadir dentro de la integral pero para cálculos más detallados está el ordenador.

7.2 Anexo B: Estimación de precio del aerogenerador (En Matlab)

Function

```
[civil_work,total_cost,drive_train_cost,Blades_cost,tower_cost]=upscaling_cost(rated_power,rotor_diameter,hub_height)
```

```
% rated_power (MW),rotor_diameter (m),hub_height (m)
```

```
Radius=rotor_diameter/2;
```

```
GDPE=105.1/95.8; % (El numerador [45] es el que se actualiza, el denominador es sobre el que se hizo el estudio)
```

```
BCE=171.1/100.8; % (El numerador [46] es el que se actualiza, el denominador es sobre el que se hizo el estudio)
```

```
% Blades_cost=3*((0.4019*Radius^3-21051)*BCE+2.7445*Radius^(2.5025)*GDPE)/(1-0.28); %Advanced
```

```
% blade_mass=0.4948*Radius^2.53; %Advanced
```

```
Blades_cost=3*((0.4019*Radius^3-955.24)*BCE+2.744*Radius^2.5025*GDPE)/(1-0.28); %Baseline
```

```
blade_mass = 0.1452 *Radius^2.9158; %Baseline
```

```
Hub_mass=(0.954*blade_mass)+5680.3;
```

```
Hub_cost=Hub_mass*4.25;
```

```
% pitch_bearing_mass=0.1259*3*blade_mass+491.31;
```

```
% pitch_system_mass=pitch_bearing_mass*1.328+555;
```

```
pitch_system_cost=2.28*(0.2106*(rotor_diameter^2.6578));
```

```
spinner_mass=18.5*rotor_diameter-520.5;
```

```
spinner_cost=spinner_mass*5.57;
```

```
low_speed_shaft_cost=0.1*rotor_diameter^2.887;
```

```
bearing_mass=(rotor_diameter*8/600-0.033)*0.0092*rotor_diameter^2.5;
```

```
bearing_cost=2*bearing_mass*17.6;
```

```
gearbox_cost=16.45*(rated_power*1e3)^1.249;
```

```
% gearbox_cost=0;
```

```
brake_cost=1.9894*rated_power*1000-0.1141;
```

```
% brake_cost=0;
```

```
generator_cost=rated_power*1000*65;
```

```
% generator_cost=0;
```

```
power_electronics=rated_power*1000*79;
```

```
% power_electronics=0;
```

```
yaw_cost=2*(0.0339*rotor_diameter^2.964);
```

```
main_frame=9.489*rotor_diameter^1.953;
```

```
Mainframe_mass=2.233*rotor_diameter^1.953;
```

```
Platform_and_railing_cost=0.125*Mainframe_mass*8.7;
```

```
main_frame=main_frame+Platform_and_railing_cost;
```

```

electrical_connections=rated_power*1000*40;
% electrical_connections=0;
hydraulics=1000*rated_power*12;
% hydraulics=0;
nacelle=11.537*1000*rated_power+3849.7;
% nacelle=0;
control=35000;
% tower_mass=0.2694*(pi*Radius^2)*hub_height+1779; %Advanced
tower_mass=0.3973*(pi*Radius^2)*hub_height-1414; %Baseline
tower_cost=tower_mass*1.5;
foundation_cost=303.24*(hub_height*pi*Radius^2)^0.4037;

transportation_cost=rated_power*1000*(1.581E-5*(1000*rated_power)^2-
0.0375*(rated_power*1000)+54.7);
civil_work=rated_power*1000*(2.17E-6*(rated_power*1000)^2-0.0145*(rated_power*1000)+69.54);
installation=1.965*(hub_height*rotor_diameter)^1.1736;
Electricity_infrastructure=1000*(3.49E-6*(1000*rated_power)^2-0.0221*(rated_power)+109.7);
Engineering=1000*(9.94E-4*(1000*rated_power)+20.31);

miscellaneous_costs=transportation_cost+civil_work+installation+Electricity_infrastructure+Engineering+fou
ndation_cost;

total_cost=tower_cost+Blades_cost+Hub_cost+pitch_system_cost+spinner_cost+gearbox_cost+low_speed_s
haft_cost+bearing_cost+brake_cost+generator_cost+power_electronics+yaw_cost+main_frame+electrical_co
nnections+hydraulics+nacelle+control;

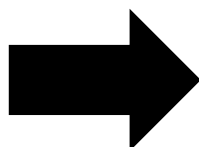
total_cost=(miscellaneous_costs+total_cost)*0.807780;%Último número para pasar de dollar a euro

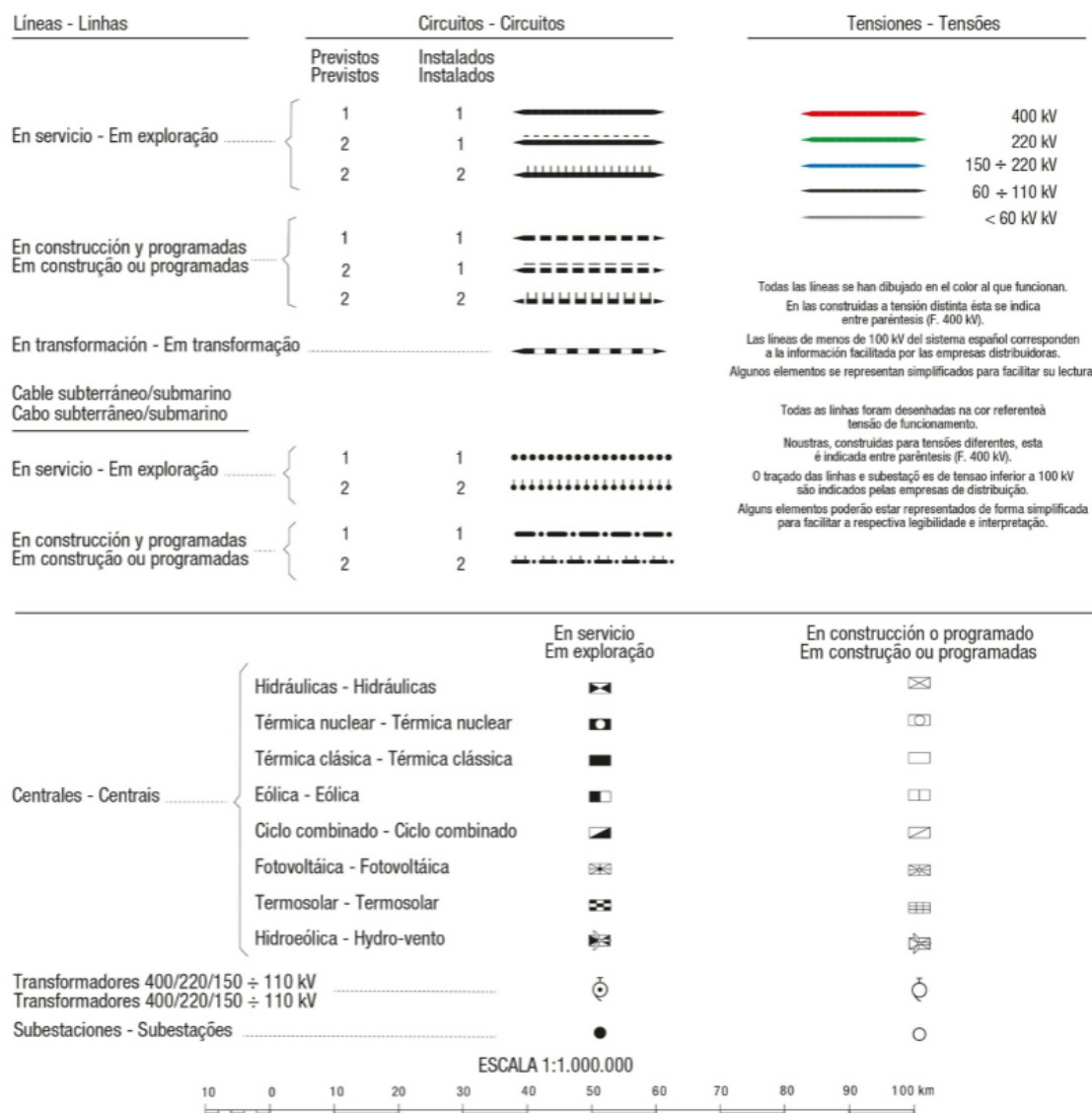
drive_train_cost=Hub_cost+spinner_cost+gearbox_cost+low_speed_shaft_cost+bearing_cost+brake_cost+ge
nerator_cost+power_electronics+main_frame+electrical_connections+hydraulics;

```

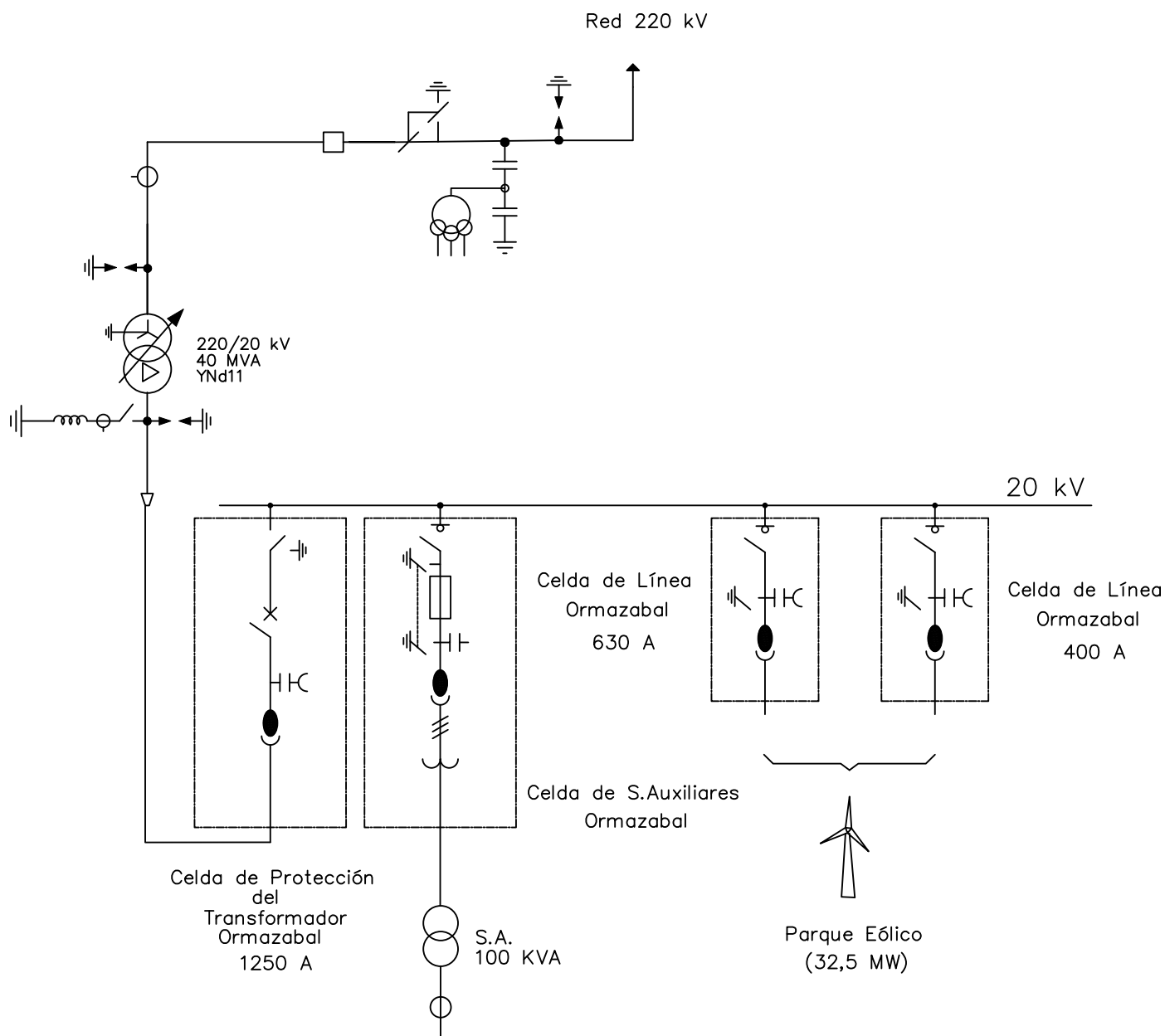
7.3 Anexo C: Red eléctrica de España

Obtenido de REE [52]





7.4 Anexo D: Planos



Estudio de repotenciación de un parque eólico

Esquema unifilar

Grado: Ingeniería de la energía

Escala:

—

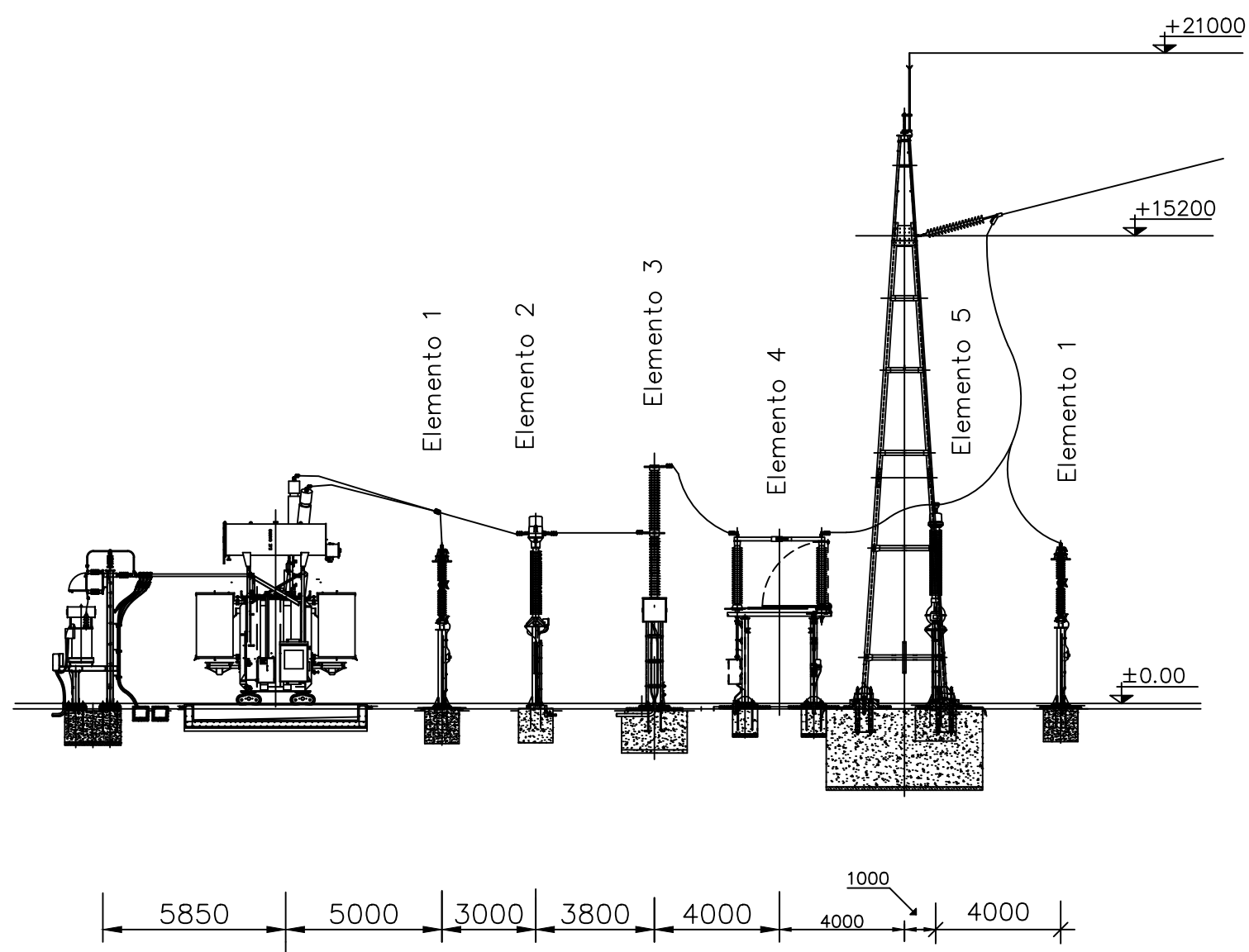


Escuela Técnica superior de ingeniería

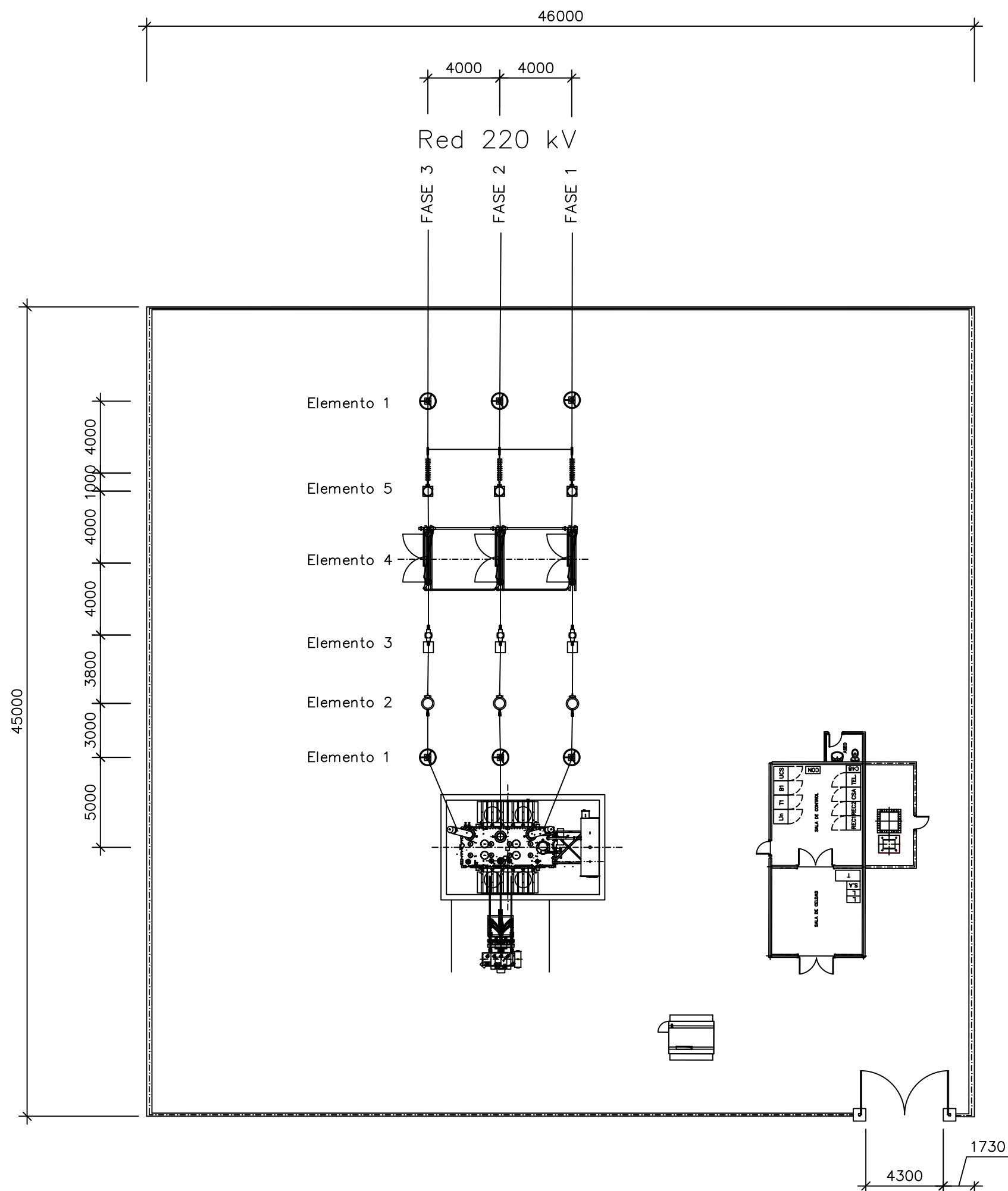
Plano 1

Alfonso Márquez Fernández

Sevilla, Julio 2.018



Leyenda	
Aparamenta	Código
Autoválvula	Elemento 1
Transformador de intensidad	Elemento 2
Interruptor	Elemento 3
Seccionador con puesta a tierra	Elemento 4
Transformador de tensión	Elemento 5



Leyenda	
Aparamenta	Código
Autoválvula	Elemento 1
Transformador de intensidad	Elemento 2
Interruptor	Elemento 3
Seccionador con puesta a tierra	Elemento 4
Transformador de tensión	Elemento 5

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=1057>
- [2] <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
- [3] https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_eólica
- [4] <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/design/quietae.htm>
- [5] https://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php
- [6] https://www.thewindpower.net/windfarm_es_2007_zas.php
- [7] <http://atlaseolico.idae.es/>
- [8] <https://www.aeeolica.org/images/uploads/documents/10313-rd-6502017-16-junio-que-establece-cupo-de-3-000-mw-de-potencia-instalada-de-nuevas-instalaciones.pdf>
- [9] <https://www.aeeolica.org/images/uploads/documents/8791-real-decreto-4132014-de-6-de-junio-por-el-que-se-regula-la-actividad-de-produccion-de-energia.pdf>
- [10] <https://www.aeeolica.org/images/uploads/documents/7348-ley-242013-de-26-de-diciembre-del-sector-elctrico.pdf>
- [11] http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd661-2007.html
- [12] http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd11-2012.html
- [13] <https://www.aeeolica.org/images/uploads/documents/10212-rd-9472015-de-16-de-octubre-por-el-que-se-establece-convocatoria-para-el-otorgamiento.pdf>
- [14] <https://www.ecoticias.com/energias-renovables/136281/Subasta-de-renovables-la-eolica-vuela-y-la-solar-se-queda-a-oscuras>
- [15] http://noticias.juridicas.com/base_datos/CCAA/ga-d138-2010.html#a6
- [16] <https://www.energias-renovables.com/eolica/pp-en-galicia-nueve-anos-de-morrina-20171223>
- [17] <https://www.aeeolica.org/es/new/galicia--guerra-acusa-a-moncloa-de-poner-barreras-al-plan-elico-gallego/>
- [18] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2008-5269
- [19] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- [20] <http://www.aeeolica.org/en/about-wind-energy/wind-energy-in-spain/wind-map/>
- [21] <http://franzpc.com/apps/convertor-coordenadas-geograficas-utm.html>
- [22] <http://ingenieria-unc.blogspot.com/2015/08/hoja-excel-de-coordenadas-geograficas.html>
- [23] https://www.thewindpower.net/turbine_es_744_desa_a300.php
- [24] <https://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>
- [25] <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
- [26] <http://www.ign.es/wcts-app/>
- [27] <http://coordtrans.com/coordtrans/guide.asp?section=SupportedCountries>
- [28] <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>
- [29] <http://www.eleconomista.es/energia/noticias/6832985/06/15/Bajan-los-costes-de-mantenimiento-de-los-parques-eolicos.html>

- [30]<https://www.lavozdegalicia.es/noticia/lavozdelaescuela/2015/06/03/suelo-galiciabr-/00031433102084050182403.htm>
- [31]<http://info.igme.es/catalogo/catalog.aspx?catalog=3&shfo=false&shdt=false&master=infoigme&lang=spa>
- [32]<https://es.prysmiangroup.com/>
- [33]<http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Normativa/GuiasTecnicas/Ficheros/lugares.pdf>
- [34]<http://www.generadordeprecios.info/>
- [35]http://www.luqentia.es/hosting/masterenergiasrenovablesumh/material/Energía%20Eólica/II%20Master%20Energía%20Solar%20y%20Renovables-T8_Presupuesto%20y%20Estudio%20económico.pdf
- [36]<https://www.en.wind-turbine-models.com/manufacturers/322-desla>
- [37]http://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/ Segmentos /Empresas y profesionales/Empr esas/Impuesto sobre Sociedades/Periodos impositivos a partir de 1_1_2015/Base imponible/Am ortizacion/Tabla de coeficientes de amortizacion lineal .shtml
- [38]http://aca-web.gencat.cat/aca/documents/ca/sollicituds/coordenades_UTM_es.pdf
- [39]<https://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/1336-gamesa-g132-3.3mw#datasheet>
- [40]<http://www.campogalego.com/es/portada-3-columnas-es-es/la-repotenciacion-de-parques-eolicos-reducira-las-rentas-para-los-propietarios-de-las-tierras/>
- [41]<https://www.energias-renovables.com/eolica/la-a-grana--subasta-20160215>
- [42]<http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/8276990/04/17/Energia-aclara-el-Real- Decreto-de-la-subasta-de-renovables.html>
- [43]<https://www.iberley.es/legislacion/decreto-138-2010-5-ago-galicia-procedimiento-condiciones-tecnico-administrativas-obtencion-autorizaciones-proyectos-repotenciacion-parques-eolicos-8040914>
- [44]<https://www.datosmacro.com/ipc-paises/espana>
- [45]<https://tradingeconomics.com/spain/labour-costs>
- [46]https://ycharts.com/indicators/us_producer_price_index_rubber_and_plastic_products_reinforced_fiberglass_nec
- [47]<http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- [48]<https://es.climate-data.org/location/662173/>
- [49]http://www.Prysmianclub.es/files/92a2b5cb9c/r/a/2016_Prysmiancatalogomt_%202016.pdf
- [50]http://noticias.juridicas.com/base_datos/
- [51]http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Normativa/TextosLegales/RD/1997/486_97/PDFs/realdecreto4861997de14deabrilporelqueseestablecenlas.pdf
- [52]<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>
- [53]http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:78792/componente78790.pdf
- [54]<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91234/fichero/DISEÑO+PARQUE+EÓLICO+50+MW.pdf>
- [55]https://www.thewindpower.net/turbine_es_1105_gamesa_g132-3300.php
- [56]<http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/02/Grupos-de-Conexión.pdf>
- [57]<http://www.proteccioncivil.net/Documentos%20pdf/Reglamento%20sobre%20centrales%20eléctricas,subestaciones%20y%20centros%20de%20transformación.pdf>
- [58]Apuntes de clase de la asignatura energía eólica impartida en cuarto curso del grado de ingeniería de la energía

- [59]Apuntes de clase de la asignatura organización y gestión de empresas impartida en el tercer curso del grado de ingeniería de la energía
- [60]Apuntes de clase de la asignatura estadística impartida en el primer curso del grado de ingeniería de la energía
- [61]Apuntes de clase de la asignatura instalaciones y máquinas eléctricas impartida en el tercer curso del grado de ingeniería de la energía
- [62]Apuntes de clase de la asignatura prevención de riesgos laborales impartida en el cuarto curso del grado de ingeniería de la energía
- [63]UNE 211435:2011
- [64]UNE-EN 61400-1:2006
- [65]UNE EN 61400-12-1:2007

REFERENCIAS

1. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «Los cables y sus accesorios deberán designarse mediante U_o/U para proporcionar información sobre la adaptación con la aparamenta y los transformadores. A cada valor de U_o/U les corresponde una tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo U_p .

La tensión asignada del cable U_o/U se elegirá en función de la tensión nominal de la red (U_n), o tensión más elevada de la red (U_s), y de la duración máxima del eventual funcionamiento del sistema con una fase a tierra (categoría de la red), tal y como se especifica en la tabla 2». ITC-LAT-06.

2. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «Siendo U_o la Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U la tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

Up el valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.» ITC-LAT-06.

3. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «6.1.1 La anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.» ITC-RAT-14.

4. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «Estos valores deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mandos amovibles de aparatos, barandillas, etc. El ancho libre del pasillo será al menos de 0,5 m cuando las partes móviles o las puertas abiertas de los equipos, interfieran en la ruta hacia la salida.» ITC-RAT-14.

5. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «6.1.2 Los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima « h » sobre el suelo medida en centímetros, **igual a 250 + d**. El valor de la distancia « d » es la distancia mínima de aislamiento fase-tierra para instalaciones de interior, expresada en **cm**, según la tabla siguiente:» ITC-RAT-14.

6. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «6.1.3 En las zonas de transporte de aparatos deberá mantenerse una distancia, entre los elementos en tensión y el punto más próximo del aparato en traslado, no inferior a « d », con un mínimo de 40 centímetros.» ITC-RAT-14.

7. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «6.1.4 En cualquier caso, estos pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 230 cm.» ITC-RAT-14.

8. **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, «6.1 Las líneas eléctricas aéreas de 220 kV de tensión nominal, o superior, de nueva construcción, sus modificaciones o las modificaciones de líneas ya existentes, deberán conectarse en cada extremo a una subestación con aparamenta de corte en carga.» ITC-LAT-07.

GLOSARIO

BCE: Blade Material Cost Escalator	86
GDPE: Labor Cost Escalator	86
ITC: Instrucción Técnica Complementaria	47
LAT: Líneas de alta tensión	10
MIE: Ministerio de industria y energía	73
RAT: Reglamento de alta tensión	10
UNE: Una Norma Española	16